LIBRARY OF PARLIAMENT
BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

Canada. Parliament.
J Senate. Standing Committee
103 on Energy and Natural
H7 Resources.
1983/84 Proceedings.
DATE NAME — NOM
E56
A1
no.1-9

J
103
H7
1983/84
E56
A1
no. 1-9

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

Wednesday, January 18, 1984
Wednesday, February 22, 1984
Wednesday, March 7, 1984
Wednesday, April 4, 1984

**Issue No. 1**

**First Proceedings on:**

The National Energy Program

WITNESSES:

(See back cover)

Deuxième session de la
trente-deuxième Législature, 1983-1984

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 18 janvier 1984
Le mercredi 22 février 1984
Le mercredi 7 mars 1984
Le mercredi 4 avril 1984

**Fascicule nº 1**

**Premier fascicule concernant:**

Le Programme énergétique national

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

36746—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

## ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 23, 1984:

"With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative."

## ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février 1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, JANUARY 18, 1984
(1)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met at 2:33 p.m. this day for the purpose of organization.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Bell, Doody, Frith, Guay, Hastings, Kelly, Le Moyne, Molgat and Thériault. (11)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senators Bonnell and Denis. (2)

The Clerk of the Committee presided over the election of the Chairman.

RC840118-01 The Honourable Senator Guay moved,—That the Honourable Senator Hastings do take the Chair of this Committee as Chairman.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative.

RC840118-02 The Chairman presiding, the Honourable Senator Thériault moved,—That the Honourable Senator Lucier be elected Deputy Chairman of this Committee.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative.

RC840118-03 On motion of the Honourable Senator Molgat, it was agreed,—That in the absence of the Chairman and the Deputy Chairman, any other member of the Committee take the Chair.

RC840118-04 On motion of the Honourable Senator Thériault, it was agreed,—That the Subcommittee on Agenda and Procedure be composed of the Chairman, the Deputy Chairman, and the Honourable Senators Balfour and Doody and any other member on an *ad hoc* basis at the discretion of the Chairman.

RC840118-05 On motion of the Honourable Senator Balfour,—Ordered,—That the Committee print 1,000 copies of its *Minutes of Proceedings and Evidence.*

RC840118-06 On motion of the Honourable Senator Thériault, it was agreed,—That the Chairman be authorized to hold meetings to receive and authorize the printing of evidence when a quorum is not present.

RC840118-07 On motion of the Honourable Senator Balfour, it was agreed,—That the Committee request the Library of Parliament to assign Research Officers to the Committee.

RC840118-08 On motion of the Honourable Senator Doody, it was agreed,—That the Committee be empowered to retain the services of such expert, professional, technical and clerical staff as may be deemed necessary; and

RC840118-09 That the Committee engage the services of Philip DeMont as Administrative Assistant on a one (1) year Service Contract at the rate of $22,000 *per annum* effective January 16, 1984.

RC840118-10 On motion of the Honourable Senator Guay, it was agreed,—That in conformity with Rule 83A(1)

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 18 JANVIER 1984
(1)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles tient aujourd'hui à 14 h 33 sa séance d'organisation.

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Bell, Doody, Frith, Guay, Hastings, Kelly, Le Moyne, Molgat et Thériault. (11)

*Présents mais ne faisant pas partie du Comité:* Les honorables sénateurs Bonnell et Denis. (2)

Le greffier du Comité préside à l'élection du président.

RC840118-01 L'honorable sénateur Guay propose,—Que l'honorable sénateur Hastings occupe le fauteuil en qualité de président du Comité.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

RC840118-02 Le président occupant le fauteuil, l'honorable sénateur Thériault propose,—Que l'honorable sénateur Lucier soit élu vice-président du Comité.

La question, mise aux voix, est adoptée.

RC840118-03 Sur la motion de l'honorable sénateur Molgat, il est convenu,—Qu'en l'absence du président et du vice-président, tout autre membre du Comité occupe le fauteuil.

RC840118-04 Sur la motion de l'honorable sénateur Thériault, il est convenu,—Que le sous-comité du programme et de la procédure se compose du président, du vice-président et des honorables sénateurs Balfour et Doody et de tout autre membre, à titre ponctuel, à la discrétion du président.

RC840118-05 Sur la motion de l'honorable sénateur Balfour,—il est ordonné,—Que le Comité fasse imprimer 1,000 exemplaires de ses *procès-verbaux et témoignagnes.*

RC840118-06 Sur la motion de l'honorable sénateur Thériault, il est convenu,—Que le président soit autorisé à présider des séances, à recevoir des témoignages et en autoriser l'impression en l'absence de quorum.

RC840118-07 Sur la motion de l'honorable sénateur Balfour, il est convenu,—Que le Comité demande à la Bibliothèque du Parlement d'affecter des attachés de recherches auprès du Comité.

RC840118-08 Sur la motion de l'honorable sénateur Doody, il est convenu,—Que le Comité soit autorisé à retenir les services de conseillers professionnels et techniques et d'engager le personnel de soutien nécessaire; et

RC840118-09 Que le Comité retienne les services contractuels de M. Philip DeMont à titre d'administrateur adjoint, pour une durée d'un (1) an au taux de $22,000, à compter du 16 janvier 1984.

RC840118-10 Sur la motion de l'honorable sénateur Guay, il est convenu,—Que conformément à l'article 83A(1)

of the *Rules of the Senate of Canada*, the Chairman be authorized to submit the following budget for the period January 18, 1984 to March 31, 1984 to the Standing Senate Committee on Internal Economy, Budgets and Administration:

| | |
|---|---|
| Professional and other services | $ 5,500 |
| Transportation and communications | 3,000 |
| Other expenditures | 1,500 |
| TOTAL | $10,000 |

RC840118-11 On motion of the Honourable Senator Thériault, it was agreed,—That the Chairman be authorized to direct the staff to invite witnesses and to call meetings in accordance with schedules agreed to by the Subcommittee on Agenda and Procedure:

That the Chairman, on behalf of the Committee, direct the research staff in the preparation of studies, analyses and summaries;

That the Chairman be authorized to purchase for the Committee's own use such publications and supplies as may be required; and

That the Research Officers and other expert assistants as required be allowed to take part in the questioning of witnesses.

RC840118-12 On motion of the Honourable Senator Doody, it was agreed,—That the Committee seek permission from the Senate to review the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, entitled: *Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, tabled in the Senate on 30th March, 1983, and to enquire into any matter related thereto.

At 3:22 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

du *Règlement du Sénat du Canada*, le président soit autorisé à soumettre le budget suivant pour la période du 18 janvier 1984 au 31 mars 1984 au Comité sénatorial permanent de la régie intérieure, des budgets et de l'administration.

| | |
|---|---|
| Services professionnels et autres | $ 5,500 |
| Transport et communications | 3,000 |
| Autres dépenses | 1,500 |
| TOTAL | $10,000 |

RC840118-11 Sur la motion de l'honorable sénateur Thériault, il est convenu,—Que le président soit autorisé à demander au personnel d'inviter des témoins et à convoquer des séances conformément au calendrier adopté par le Sous-comité du programme et de la procédure;

Que le président, au nom du Comité, dirige les attachés de recherches dans la préparation des études, analyses et sommaires.

Que le président soit autorisé à acheter pour l'usage du Comité, des publications et fournitures, selon les besoins; et

Que les attachés de recherches et autres adjoints professionnels soient autorisés, au besoin, à interroger les témoins.

RC840118-12 Sur la motion de l'honorable sénateur Doody, il est convenu,—Que le Comité obtienne du Sénat la permission d'étudier les recommandations contenues dans le cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, intitulé: *Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60° parallèle*, déposé au Sénat le 30 mars 1983, et d'étudier toute autre question connexe.

A 15 h 22, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

## WEDNESDAY, FEBRUARY 22, 1984
(2)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met *in camera* this day, at 2:05 p.m., with the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding, to discuss the future business of the Committee.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Charbonneau, Guay, Hastings, Le Moyne, Molgat, Roblin and Thériault. (9)

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief and Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Administrative Assistant to the Committee.

RC840222-01 On motion of the Honourable Senator Molgat, it was agreed,—That the meeting be held *in camera*.

RC840222-02 On motion of the Honourable Senator Balfour, it was agreed,—That the following report be concurred in:

## LE MERCREDI 22 FÉVRIER 1984
(2)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit à *huis clos* aujourd'hui à 14 h 05, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président) pour étudier les travaux futurs du Comité.

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Charbonneau, Guay, Hastings, Le Moyne, Molgat, Roblin et Thériault. (9)

*Également présents: De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef et M^me^ Lynne C. Myers, attachée de recherches; et M. Philip DeMont, adjoint administratif du Comité.

RC840222-01 Sur la motion de l'honorable sénateur Molgat, il est convenu,—Que la séance ait lieu à *huis clos*.

RC840222-02 Sur la motion de l'honorable sénateur Balfour, il est convenu,—Que le projet suivant soit adopté:

## FIRST REPORT

Your Subcommittee met on Tuesday, February 21, 1984, to consider the future business of the Committee.

Your Subcommittee agreed to recommend the following:

That the Chairman be authorized to move the following motion in the Senate:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

At 2:28 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

## PREMIER RAPPORT

Votre sous-comité s'est réuni le mardi 21 février 1984 pour étudier les travaux futurs du Comité.

Votre sous-comité a convenu de recommander:

Que le Président soit autorisé à présenter la motion suivante au Sénat:

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les fins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

A 14 h 28, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

## WEDNESDAY, MARCH 7, 1984
(3)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met *in camera* this day, at 2:05 p.m., with the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Balfour, Doody, Guay, Hastings, Lucier and Thériault. (6)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief and Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Administrative Assistant to the Committee.

The Committee proceeded to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840307-01 On motion of the Honourable Senator Balfour, it was agreed,—That the meeting be held *in camera.*

RC840307-02 On motion of the Honourable Senator Thériault, it was agreed,—That the following report be concurred in:

## SECOND REPORT

Your Subcommittee met on Tuesday, March 6, 1984, to consider the future business of the Committee.

Your Subcommittee agreed to recommend the following:

That pursuant to the Order of Reference from the Senate dated Thursday, February 23, 1984, the following budget application be concurred in; and

That the Chairman submit same to the Standing Senate Committee on Internal Economy, Budgets and Administration for approval:

| | |
|---|---|
| Professional and other services | $ 70,681 |
| Transportation and communications | 248,024 |

## LE MERCREDI 7 MARS 1984
(3)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit *à huis clos* aujourd'hui à 14 h 05, sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Balfour, Doody, Guay, Hastings, Lucier et Thériault. (6)

*Présent mais ne faisant pas partie du Comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Également présents: De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef et M^me^ Lynne C. Myers, attachée de recherches; et M. Philip DeMont, adjoint administratif du Comité.

Le Comité procède à l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'y a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

RC840307-01 Sur la motion de l'honorable sénateur Balfour, il est convenu,—Que la séance se tienne *à huis clos.*

RC840307-02 Sur la motion de l'honorable sénateur Thériault, il est convenu,—Que le rapport suivant soit adopté:

## DEUXIÈME RAPPORT

Votre sous-comité s'est réuni le mardi 6 mars 1984 pour étudier les travaux futurs du Comité.

Votre sous-comité a convenu de recommander:

Que conformément à l'Ordre de renvoi du jeudi 23 février 1984, émanant du Sénat, la demande de budget suivante soit adoptée; et

Que le président soumette cette demande au Comité sénatorial permanent de la régie intérieure, des budgets et de l'administration pour fins d'approbation:

| | |
|---|---|
| Services professionnels et autres | $ 70,681 |
| Transport et communications | 248,024 |

| | |
|---|---|
| Other expenditures | 2,900 |
| TOTAL | $321,605 |

That the Committee request the Research Branch of the Library of Parliament to assign Research Officers to the Committee and to co-ordinate all Committee research;

That pursuant to the authority granted in its Order of Reference dated Thursday February 23, 1984, the Subcommittee on Agenda and Procedure be authorized to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required;

That pursuant to Rule 83 of the Rules of the Senate of Canada, reasonable travelling and living expenses be paid to witnesses who have been invited or summoned to appear before the Committee;

That the Chairman communicate with all provincial and territorial heads of government informing them of the Committee's mandate and indicating that during the course of the study members of the Committee would be pleased to meet publicly or privately with designated ministers and/or officials;

That pursuant to the authority granted in its Order of Reference dated Thursday, February 23, 1984, the Committee adjourn from place to place within Canada;

That the Committee empower the Subcommittee on Agenda and Procedure to designate, as required, one or more members of the Committee to travel on assignment on its behalf and to direct such staff as may be necessary to accompany them;

That the necessary staff, as authorized by the Chairman, do accompany the Committee in its travels and adjournments from place to place;

That the Clerk be authorized to place a public notice in publications across Canada for the purpose of inviting the submission of briefs and informing the public of Committee hearings;

That the Subcommittee on Agenda and Procedure be authorized to approve a draft itinerary and all other matters relating to the proposed travels of the Committee;

That the Subcommittee on Agenda and Procedure be authorized to invite witnesses and schedule hearings; and

That the Committee make provision for intensive work sessions.

At 2:34 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

WEDNESDAY, APRIL 4, 1984
(4)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:06 p.m., with the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Doody, Guay, Hastings, Kelly, Le Moyne, Olson and Thériault. (7)

| | |
|---|---|
| Autres dépenses | 2,900 |
| TOTAL | $321,605 |

Que le Comité demande au Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement d'affecter des attachés de recherches auprès du Comité et de coordonner tous les travaux de recherches du Comité;

Que, conformément aux pouvoirs que lui confère son Ordre de renvoi du jeudi 23 février 1984, le Sous-comité du programme et de la procédure soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin;

Que, conformément à l'article 83 du Règlement du Sénat du Canada, une indemnité raisonnable pour frais de voyage et de séjour soit versée aux témoins qui ont été invités ou sommés à comparaître devant le Comité;

Que le président communique avec tous les chefs de gouvernement des provinces et des territoires pour les informer du mandat du Comité et leur faire savoir qu'au cours de l'étude les membres du Comité seront heureux de rencontrer, en public ou en privé, des ministres et/ou des fonctionnaires désignés;

Que, conformément aux pouvoirs que lui confère son Ordre de renvoi du jeudi 23 février 1984, le Comité voyage au Canada;

Que le Comité autorise le Sous-comité du programme et de la procédure à désigner, selon les besoins, un ou plusieurs membres du Comité pour voyager en son nom et à leur adjoindre le personnel nécessaire;

Que le personnel nécessaire, autorisé par le président, accompagne le Comité pendant ses déplacements au Canada;

Que le greffier soit autorisé à publier un avis public dans des publications au Canada afin de demander la présentation de mémoires et informer le public de la tenue des audiences du Comité;

Que le Sous-comité du programme et de la procédure soit autorisé à approuver un projet d'itinéraire et toutes les autres questions concernant les déplacements projetés du Comité;

Que le Sous-comité du programme et de la procédure soit autorisé à inviter des témoins et à établir le calendrier des audiences; et

Que le Comité prévoie la tenue de séances de travail intensives.

A 14 h 34, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

LE MERCREDI 4 AVRIL 1984
(4)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 06 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Doody, Guay, Hastings, Kelly, Le Moyne, Olson et Thériault. (7)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In Attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant.

*Witnesses:*

*From the Department of Energy, Mines and Resources:*

Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister;

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840404-01 On Motion of the Honourable Senator Doody, it was agreed,—That the brief submitted to the Committee by the Department of Energy, Mines and Resources be appended to this day's proceedings (*See Appendix "1-A"*).

Mr. Tellier made a statement and answered questions in collaboration with Dr. Good.

RC840404-02 At 6:03 p.m., on motion of the Honourable Senator Guay, it was agreed,—That this meeting proceed *in camera.*

The Committee discussed its future work schedule.

At 6:17 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

*Présent mais ne faisant pas partie du Comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Également présents: De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef; M^me^ Lynne C. Myers, attachée de recherches; et M. Philip DeMont, adjoint aux recherches.

*Témoins:*

*Du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*

M. Paul M. Tellier, sous-ministre;

M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'y a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

RC840404-01 Sur la motion de l'honorable sénateur Doody, il est convenu,—Que le mémoire présenté au Comité par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, soit annexé aux délibérations de ce jour (*Voir Appendice «1-A»*).

M. Tellier fait une déclaration et répond aux questions avec M. Good.

RC840404-02 A 18 h 03, sur la motion de l'honorable sénateur Guay, il est convenu,—Que la séance se tienne à *huis clos.*

Le Comité discute de son futur calendrier de travail.

A 18 h 17, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Wednesday, April 4, 1984

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy, Mines and Resources met this day at 4 p.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair. Honourable senators, at the conclusion of this meeting there will be a short *in camera* meeting. It is important that members of the committee be present as we must make two decisions with respect to future activities of the committee.

This meeting represents the first meeting with regard to the reference from the Senate of February 23, which reads:

> That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

The National Energy Program of October 1980 fundamentally altered the Canadian energy scene. Given the vital importance of our energy industries, this policy change was in turn reflected in virtually all aspects of our national economy. The NEP was developed in an international climate of uncertainty in the petroleum sector. Its introduction followed two dramatic price shocks and came at a time when Middle East instability had reawakened fears of another disruption in the essential flow of oil to industrialized nations.

In this uncertain atmosphere the government launched an energy program centred on three basic objectives: security, fairness and participation. More specifically, security was to be achieved by making Canada self-sufficient in oil by the year 1990. Fairness in pricing and revenue sharing meant keeping the domestic price of oil below that of foreign crude and securing a larger share of rapidly rising domestic oil revenues for the federal government. Canadian participation in the petroleum industry would be encouraged with a goal of 50 per cent Canadian ownership by 1990.

A variety of measures including taxation and royalty arrangements, regulated energy prices, public ownership, investment incentives and regulatory mechanisms was used to promote these goals. Over the last three years these changes have been instituted through legislation and federal-provincial agreement. But the energy scene has changed significantly since the NEP was announced. We now find ourselves in a period of reduced demand for, and therefore excess supply of, petroleum in world markets. The price of oil, which in 1980 was expected to continue rising indefinitely, first fell and is now stagnating. When the NEP was presented, the world market price for oil stood at $34 U.S. per barrel and was expected to reach $60 to $70 per barrel by 1986. Today that price stands at $29 U.S. and may well only recover its 1980 level by 1986.



## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mercredi 4 avril 1984

[*Traduction*]

Le Comité permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 heures en vue d'examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil. Honorables sénateurs, à la fin de la présente séance, il y aura une brève réunion à *huis clos* pour environ 15 minutes. Il est important que les membres du Comité y assistent, étant donné que nous devons prendre deux décisions au sujet des travaux futurs du Comité.

Nous tenons aujourd'hui la première séance à la suite de l'ordre de renvoi du Sénat du 23 février:

> Que le comité permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Le Programme énergétique national d'octobre 1980 a substantiellement modifié la scène énergétique canadienne. Compte tenu de l'importance vitale du secteur énergétique, ce changement de politique a eu des répercussions sur pratiquement tous les aspects de l'économie nationale. Le PEN a été élaboré dans un climat international d'incertitude en matière de pétrole. Il est entré en vigueur à la suite de deux importantes hausses de prix, alors que l'instabilité qui régnait au Moyen-Orient faisait resurgir la crainte d'une nouvelle interruption du flot essentiel des produits pétroliers vers les nations industrialisées.

C'est dans ce climat d'incertitude que le gouvernement a lancé un programme énergétique visant trois objectifs fondamentaux: la sécurité des approvisionnements, l'équité et la participation. Plus précisément, le Canada atteindrait la sécurité en devenant auto-suffisant en matière pétrolière en 1990. L'équité au niveau du régime de prix et du partage des recettes signifiait que le prix du pétrole au Canada devait demeurer inférieur à celui du brut importé et que le gouvernement fédéral devait augmenter sa part des recettes de plus en plus élevées que rapportait le pétrole canadien. Le gouvernement encourageait la participation canadienne dans le secteur pétrolier en visant la propriété canadienne à 50 p. 100 d'ici 1990.

Diverses mesures ont été mises de l'avant pour atteindre ces objectifs, notamment des accords en matière d'imposition et de redevances, la réglementation du prix de l'énergie, la propriété publique, des stimulants à l'investissement et des mécanismes de réglementation. Au cours des trois dernières années, ces changements ont été institués par le biais de textes législatifs et d'accords négociés entre les gouvernements fédéral et provinciaux. La situation énergétique a toutefois beaucoup changé depuis l'annonce du PEN. La demande a baissé sur les marchés mondiaux du pétrole, entraînant des stocks excédentaires. Le prix du pétrole qu'on croyait devoir augmenter indéfiniment en 1970, a d'abord baissé pour ensuite stagner. Au moment de l'introduction du PEN, le baril de pétrole se vendait 34 $ U.S. sur les marchés mondiaux et l'on s'attendait à ce qu'il atteigne 60 $ à 70 $ en 1986. Aujourd'hui, le baril se

[*Text*]

In light of these and other changes in the energy scene since October 1980, the time has come to review both the goals and objectives of the NEP, as well as the measures which have been used to implement it. Since its inception the NEP has had its critics and its backers. Accusations, claims and counter-claims concerning its effect on the oil and gas industry in particular, and on all sectors of the economy in general, have abounded. A number of detailed studies of the program, its efficacy and impact have been undertaken by analysts in the energy field. Even the Auditor Gen has commented on aspects of the program. It is therefore time that a parliamentary committee review in detail the National Energy Program and its aftermath, taking into account the major changes in the world energy situation and analyzing what the experience of the last three years has taught us.

The Senate Committee on Energy and Natural Resources will review the NEP and from this review make recommendations concerning the future direction of domestic energy policy. To accomplish this we will consult with industry, with the relevant federal departments and agencies and with their provincial counterparts, with public interest groups, and with those analysts who have had occasion to study the NEP in some detail. We shall seek the widest possible public participation in our work to foster an awareness of the challenges that merit attention in the future development of Canada's energy system.

In its two previous reports on enhanced oil recovery in 1981 and petroleum transportation north of 60° in 1983, this committee has demonstrated its interest in and ability to examine energy issues. It has made recommendations in these aspects of Canada's energy affairs which have found substance in subsequent government initiatives.

We now address ourselves to the National Energy Program and we hope to provide a useful platform and mechanism for clarifying energy issues and promoting a consensus on policy changes that may be required if we are to meet successfully future energy challenges.

In line with that statement, our first witnesses today are officials from the Department of Energy, Mines and Resources. In our first series of meetings we will cover the department and the related agencies and also industry through the Canadian Petroleum Association and the Independent Petroleum Association of Canada.

Our witness today is Mr. Paul Tellier, Deputy Minister, Energy, Mines and Resources. He will make an opening statement and thereafter will be available for questioning. Mr. Tellier, you are the lead-off batter.

**Mr. P. M. Tellier, Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources:** Mr. Chairman, honourable senators, I would like to introduce to you Dr. Leonard Good, the Assistant Deputy Minister responsible for the Energy Policy Sector. I thank you for your invitation. I have tabled with the Clerk of

[*Traduction*]

vend 29 $ U.S., et il se pourrait bien qu'il n'atteigne à nouveau son prix de 1980 qu'en 1986.

En raison de ce qui précède et d'autres changements survenus sur la scène énergétique depuis octobre 1980, il convient maintenant d'examiner les buts et objectifs du PEN, ainsi que les mesures adoptées pour sa mise en application. Depuis sa création, le PEN a eu ses partisans et ses détracteurs. Les accusations, les allégations les plus sombres comme les plus optimistes au sujet de ses répercussions sur l'industrie du pétrole et du gaz en particulier, et sur tous les secteurs de l'économie en général, ont fusé de toutes parts. Des analystes du domaine de l'énergie ont procédé à de nombreuses études approfondies du programme, de son efficacité et de ses répercussions. Même le vérificateur général a formulé des observations au sujet de certains aspects du programme. Le moment est donc venu pour un comité parlementaire d'examiner en détails le Programme énergétique national et ses répercussions, en tenant compte de l'importante évolution de la situation énergétique mondiale et en analysant les leçons des trois dernières années.

Le Comité sénatorial de l'énergie et des ressources naturelles étudiera le PEN et formulera par la suite des recommandations sur l'orientation future de la politique énergétique nationale. Pour y arriver, nous consulterons des représentants de l'industrie, des ministères et organismes intéressés aux niveaux fédéral et provincial, des groupes d'intérêt public, et des analystes qui ont eu l'occasion d'étudier le PEN en détails. Nous tenterons d'obtenir le maximum de participation du public à nos travaux afin de favoriser une sensibilisation aux défis qui méritent d'être relevés dans le cadre du développement futur du système énergétique canadien.

Dans ses deux rapports antérieurs, sur la récupération améliorée du pétrole en 1981 et sur le transport du pétrole au Nord du 60ième parallèle en 1983, le Comité a manifesté à la fois son intérêt et sa compétence face à l'examen des questions énergétiques. D'ailleurs, il a formulé à cet égard des recommandations dont le gouvernement s'est par la suite inspiré.

Nous devons maintenant nous attaquer au Programme énergétique national et nous espérons être un instrument valable pour clarifier les questions énergétiques et favoriser un consensus sur les modifications de politique qui s'imposeront peut-être si nous devons relever avec succès les défis futurs dans ce domaine.

Dans cette logique, nos premiers témoins d'aujourd'hui sont des hauts fonctionnaires du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Au cours des premières séances, nous entendrons des représentants du ministère et des organismes connexes ainsi que de l'industrie, par l'intermédiaire de la Canadian Petroleum Association et de la Independent Petroleum Association of Canada.

Notre premier témoin aujourd'hui est M. Paul Tellier, sous-ministre d'Énergie, Mines et Ressources. Il présentera tout d'abord son exposé, après quoi il répondra aux questions. Monsieur Tellier, à vous la parole.

**M. P. M. Tellier, sous-ministre, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Monsieur le président, honorables sénateurs, je voudrais vous présenter le sous-ministre adjoint chargé du Secteur de l'analyse de la politique énergétique, M. Leonard Good. Je vous remercie de m'avoir invité. J'ai remis

[*Text*]

the Committee a description of the energy program within the Department of Energy, Mines and Resources and, therefore, I do not intend to talk about organization.

**The Chairman:** Is it your wish, honourable senators, to have this document appended to the transcript of today's proceedings?

**Senator Doody:** I so move.

**Hon. Senators:** Agreed.

(*For text of document, see Appendix A*)

**Mr. Tellier:** I intend, if it is agreeable, to review very rapidly the evolution of the energy policy over the past three years and to deal with a certain number of current emerging issues. I intend to focus first and foremost on oil and gas. If at some point in time in your deliberations you feel that you would like me to expand on other aspects of the energy policy such as coal, uranium, nuclear or what have you, I would be delighted to do so.

As the chairman just said, the Canadian energy policy evolved as a result of the first of two world oil price shocks—the 1974 OPEC crisis, followed five years later by the 1979-80 second major OPEC price increase. As a result a policy was developed. As the chairman pointed out, that policy evolved from October 1980 when the National Energy Policy statement was tabled and, between October, 1980 and 1982, a certain number of programs complimenting the policy statement were put in place.

Given the fact that this is the first sitting of this committee on this subject, it may be useful to start by refreshing your memory on the three key objectives of the energy policy—security of supply of all forms of energy, particularly oil; an opportunity for Canadians to participate in the oil and gas sector, and fairness in pricing and in the distribution of revenues. These three objectives are not really new. They are still widely supported by the government. Some of the ways and means proposals put forward to achieve these objectives were novel. For instance, on the demand side as opposed to the supply side, a strong effort was mounted toward conservation through a number of programs which I will come back to in a minute. A major oil substitution program was put in place and transmission systems, such as the gas pipe line to Quebec, were either established or improved. A policy was developed to lower natural gas prices domestically. On the supply side there is the Petroleum Incentives Payments, PIP, and the new oil reference price. The oil reference price is categorized according to the date when the oil was discovered. Also on the supply side, the role of the national oil corporation, Petro-Canada, was expanded and a whole new land regime was developed on Canada lands.

Under the second objective there was also an increased role for Petro-Canada and for the PIP program. Under the third objective, fairness, the basic objective hinged on the blended price system; that is, after the introduction of the NEP, producers would get the international price for their oil. The

[*Traduction*]

au greffier du Comité une description de l'application du Programme énergétique au sein du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et je ne parlerai par conséquent pas d'organisation.

**Le président:** Êtes-vous d'accord, honorables sénateurs, pour que ce document soit annexé à la transcription des délibérations d'aujourd'hui?

**Le sénateur Doody:** J'en fais la proposition.

**Des voix:** D'accord.

(*Pour consulter le document, se reporter à l'Annexe A.*)

**M. Tellier:** Si vous le voulez bien, je passerai très rapidement en revue l'évolution de la politique énergétique depuis trois ans et je traiterai de certaines questions d'actualité. J'ai l'intention de parler principalement du pétrole et du gaz. Si vous voulez que j'aborde d'autres aspects de la politique énergétique, comme le charbon, l'uranium, l'énergie nucléaire ou autre chose, au cours des délibérations, vous n'aurez qu'à me le demander.

Comme le Président vient de le dire, la politique énergétique canadienne a été élaborée suite à la première de deux perturbations majeures des marchés mondiaux du pétrole—la crise de l'OPEP en 1974 suivie, cinq ans plus tard, d'une deuxième crise en 1979-1980. C'est dans la foulée de ces événements qu'une politique a été élaborée. Comme le Président l'a signalé, la politique a vu le jour en octobre 1980, date du dépôt du document sur la politique énergétique nationale, et de 1980 à 1982, un certain nombre de programmes connexes ont été mis en place.

Étant donné que c'est la première fois que le comité traite de cette question, il serait sans doute bon de rappeler les trois principaux objectifs de la politique énergétique—la sécurité des approvisionnements pour toutes les formes d'énergie, particulièrement le pétrole, la possibilité réelle pour les Canadiens de participer au secteur du pétrole et du gaz et l'équité du régime de prix et de la répartitition des recettes. Ces trois objectifs ne sont pas vraiment nouveaux et le gouvernement y souscrit toujours sans réserves. Certains des voies et moyens proposés en vue de réaliser ces objectifs étaient nouveaux. Par exemple, au chapitre de la demande, un effort de conservation important a été fourni par le biais d'un certain nombre de programmes auxquels je reviendrai dans un instant. Un important programme de remplacement du pétrole a été créé et on a mis en place ou amélioré des systèmes de transport, notamment le gazoduc vers Québec. On a établi une politique de réduction de la tarification intérieure du gaz naturel. Au plan de l'offre, on a créé le Programme d'encouragement du secteur pétrolier et institué le prix de référence du nouveau pétrole. Le prix de référence est fixé en fonction de la date de découverte du pétrole. Toujours au chapitre de l'offre, le rôle de la société pétrolière nationale, Petro-Canada, a été élargi et un nouveau régime foncier établi sur les Terres du Canada.

Pour ce qui est du second objectif, le rôle de Petro-Canada et l'importance du Programme d'encouragement du secteur pétrolier ont également été accrus. La réalisation du troisième objectif, l'équité, reposait sur un régime de prix pondérés en vertu duquel, après la mise en œuvre du PEN, les producteurs

[*Text*]

oil produced between 1974 and 1981 was categorized under the special old oil price. The oil discovered and produced before 1974 would be categorized under the old oil price. Basically, the blending of these three prices allowed us to arrive at a made-in-Canada price which was not totally dependent on international forces. Another important factor in achieving the objective of fairness is the 65 per cent gas-oil parity, the decision to maintain through various means the price of natural gas at the Toronto City gate at 65 per cent of the acquisition price of a barrel of oil. Finally, the objective of fairness, new taxes, new royalty regimes and so on were introduced.

If we look at the evolution to which the chairman referred a few moments ago, we see that the world prices between 1980 and 1981 contributed, first, to the worldwide recession, second, to a change in the behaviour of the attitude of energy users and, third, lead to the development of new energy supplies and sources of energy. In 1983 the Saudi marker, which is the marker price for a barrel of crude, dropped by $5 and, as a result, there was a need to review and update the agreement that the Government of Canada had signed in 1981 on oil and gas pricing with the Province of Alberta. This evolution in late 1982-83 not only saw a weakening of the international price but also a significant decline in demand in Canada for oil. There has also been a significant weakening of our markets for gas exports, and again I will come back to this, because perhaps at this point in time the biggest challenge facing us—"us" being governments and the oil and gas industry—is the erosion of our gas markets in the United States.

Therefore, as I have already said, the 1981 agreement with Alberta was modified through an amending agreement signed by the energy ministers of both Alberta and Canada on June 30 last. If we sit back and examine the progress achieved under these three objectives that I have outlined—and I do not think it would be proper for me to be drawn here into a debate on the pros and cons of these objectives, or the ways and means used to achieve them—I would like to limit myself to stating facts. I think that on the facts, one could point to considerable progress under each of these three objectives. For instance, in the field of security of supply, oil demand in this country fell 22 per cent between 1980 and 1983. There was a significant effort mounted to conserve energy, and a great deal of fuel-switching took place in the market.

With reserve additions in western Canada and success in dealing with the shut-in problem, the 1983 oil production in western Canada rose by six per cent over 1982. In other words, the quantity of oil produced in western Canada in 1983 increased by six per cent as compared to 1982.

Perhaps the most impressive progrss is the fact that in 1983, for the first time over the last decade, Canada has become self-sufficient in oil. In other words, 1983 is the first year over roughly a ten-year period when this country exported more of its crude, either in terms of products, heavy oil or light crude, than it imported. There is that geographical distribution prob-

[*Traduction*]

toucheraient le prix international pour la production de nouveau pétrole. Le pétrole produit entre 1974 et 1981 était tarifé d'après le prix spécial de l'ancien pétrole et le pétrole découvert et produit avant 1974 était tarifé d'après le prix de l'ancien pétrole. Essentiellement, la pondération de ces trois tarifs a permis d'obtenir un prix canadien partiellement à l'abri des fluctuations internationales. Un autre important facteur de la réalisation de l'objectif d'équité est la parité de 65 p. 100 du gaz et du pétrole, c'est-à-dire la décision de maintenir, par divers moyens, le prix du gaz naturel à la limite de la ville de Toronto à 65 p. 100 du prix d'acquisition d'un baril de pétrole. Enfin, de nouvelles taxes, de nouveaux régimes de redevances et ainsi de suite ont été créés.

Si on fait une rétrospective de l'évolution de la situation, évolution qu'a mentionnée le président tout à l'heure, on constate que les prix mondiaux de 1980 et 1981 ont provoqué, premièrement, une récession mondiale, deuxièmement un changement d'attitude des consommateurs et, troisièmement, le recours à de nouvelles sources d'approvisionnement et à de nouvelles sources d'énergie. En 1983, le prix de référence saoudien, qui est le prix de référence du baril de pétrole brut, a chuté de 5$, rendant ainsi nécessaire la révision et la mise à jour de l'accord sur le prix du pétrole et du gaz que le gouvernement canadien avait signé avec la province de l'Alberta en 1981. On a assisté, en 1982-1983, non seulement à un fléchissement du prix international, mais aussi à une réduction importante de la demande de pétrole au Canada. Nos marchés d'exporation de gaz se sont également affaiblis sensiblement; je reviendrai à ce point car le plus grand défi auquel nous sommes appelés à faire face («nous» désignant les gouvernements et l'industrie du pétrole et du gaz), est le rétrécissement de nos marchés du gaz aux États-Unis.

Par conséquent, comme je l'ai déjà dit, l'accord de 1981 conclu avec l'Alberta a été modifié par un accord signé par les ministres de l'Énergie de l'Alberta et du Canada le 30 juin dernier. En passant en revue les progrès réalisés au chapitre des trois objectifs que j'ai mentionnés (et je ne crois pas qu'il soit approprié de débattre le pour et le contre de ces objectifs ou les moyens employés pour les atteindre), je préfèrerais me limiter aux faits. Si on se base sur ces faits, on constate que chacun des trois objectifs ont enregistré des progrès considérables. Par exemple, dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement, la demande de pétrole au Canada a diminué de 22 p. 100 entre 1980 et 1983. On a déployé un effort considérable de conversion de l'énergie et d'utilisation de combustible de substitution sur le marché.

Compte tenu de la découverte de nouvelles réserves dans l'ouest canadien et d'un redressement de la sous-utilisation, la production pétrolière de l'Ouest s'est accrue de 6 p. 100 en 1983 par rapport à 1982.

Le progrès le plus impressionnant est sans doute le fait que en 1983, pour la première fois en une décennie, le Canada a atteint l'autosuffisance pétrolière. En d'autres mots, en 1983, pour la première fois sur une période d'à peu près dix ans, le Canada a exporté plus de pétrole brut, sous forme de produits, de pétrole lourd ou de brut léger, qu'il n'en a importé. Le

[*Text*]

lem that you are aware of, but net imports in the east were less than exports in the west.

New supplies came on stream. The oil exploration development activities have been most encouraging, and I will come back to these in a minute.

Focussing now on the progress under the second objective, opportunity, Canadian ownership of the industry has improved from 28 per cent to 38 per cent over a three-year period. Let me explain here what I mean. There are basically three ways to calculate the degree of foreign or Canadian ownership of the industry. We are using as the criterion the revenues in the upstream, so basically refining and marketing are not included. What is included is exploration and production. In 1980, the revenues in the upstream or Canadian-owned amounted to 28 per cent as compared to 38 per cent three years later.

Another criterion that can be used to show some progress under "opportunity" is that there is a much higher level of Canadian participation in Canada lands. For instance, the Canadian companies had an opportunity to earn interest in 38 per cent of Canada lands in 1980, whereas in 1983 it was up to 62 per cent. In terms of operatorship, for example, where you have a consortium working on an oil drill, there were three Canadian companies as operators in 1980 and today we have seven: Petro-Canada, Dome, Husky, Bow Valley, Canterra, Home, and Panarctic.

Looking now at the third objective "fairness," there are two aspects to it. First of all, prices. Today, roughly 50 per cent of the gains in production is receiving the international price. This is as a result of the amending agreement signed by the energy ministers on June 30 last as a result of the fact that the oil that was already under the NEP was getting the international price. So, roughly 50 per cent of our production now is getting the international price. However, in Ontario, because the other 50 per cent is not getting the international price, if you average the two, the oil prices at this point in time is at 91 per cent of the international price, so one could argue that, at this point in time, Canadian consumers are still benefiting from a nine per cent "discount," as compared to the international price.

The gas-oil parity has been maintained at 65 per cent and the Government of Canada has gone a long way towards maintaining that 65 per cent. For instance, in 1983 the government reduced the tax on natural gas and gas liquid by approximately $1 billion—I think the exact figure is $965 million—in order to ensure that the price of natural gas at Toronto city gate was at 65 per cent.

Another aspect of fairness is revenues, and again I am only stating facts here. The federal revenue share is up significantly from its level in 1979, but industry's share is also up. To compare the two, in 1979 the federal treasury was collecting out of oil and gas activities roughly seven per cent. The federal share now is 16 per cent. The provincial share moved from 51

[*Traduction*]

problème de distribution géographique subsiste, comme vous le savez, mais les importations nettes de l'Est ont été moins importantes que les exportations de l'Ouest.

De nouveaux approvisionnements ont fait leur apparition. Les activités de développement de l'exploration pétrolière ont donné des résultats très encourageants; j'y reviendrai dans un instant.

Pour ce qui est des progrès réalisés à l'égard du deuxième objectif, les débouchés, le taux de participation de l'industrie canadienne est passé de 28 p. 100 à 38 p. 100 en trois ans. Je m'explique. Il y a essentiellement trois façons de calculer le taux de participation étrangère ou canadienne dans l'industrie. Nous utilisons comme critères les revenus en amont, ce qui veut dire qu'essentiellement on ne tient pas compte du revenu du raffinage et de la mise en marché. Cette méthode inclut cependant l'exploration et la production. En 1980, les revenus tirés du pétrole en amont étaient de source canadiene représentaient 28 p. 100 comparativement à 38 p. 100 trois ans plus tard.

Un autre critère permet d'illustrer les progrès au chapitre des «débouchés»; il s'agit du niveau de participation canadienne dans les Terres du Canada, lequel est beaucoup plus élevé. Par exemple, en 1980, les entreprises canadiennes possédaient des intérêts dans 38 p. 100 des Terres du Canada; en 1983, ce pourcentage s'élevait à 62 p. 100. Au plan de la participation aux activités d'exploitation, par exemple pour ce qui est des consortiums de forage et d'exploitation pétrolière, il y avait trois entreprises canadiennes participantes en 1980; aujourd'hui on en compte sept: Petro-Canada, Dome, Husky, Bow Valley, Canterra, Home et Panarctic.

Le troisième objectif, «l'équité», comporte deux aspects. Premièrement, les tarifs. Actuellement, à peu près 50 p. 100 de la production canadienne est touchée au prix international. Cette situation fait suite au nouvel accord signé par les ministres de l'Énergie le 30 juin dernier étant donné que le pétrole déjà régi par le PEN se vendait déjà au prix international. Il s'ensuit que 50 p. 100 de notre production est actuellement rondue au prix international. En Ontario cependant, étant donné que les autres 50 p. 100 ne sont pas vendus au prix international, si vous faites la moyenne des deux, le prix du pétrole à l'heure actuelle se situe à 91 p. 100 du prix international. On peut donc affirmer que les consommateurs canadiens bénéficient d'un «escompte» de 9 p. 100.

La parité des prix du gaz et du pétrole a été maintenue à 65 p. 100 et le gouvernement du Canada a beaucoup fait pour maintenir ce taux. Par exemple, en 1983, il a réduit la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz d'environ un milliard de dollars (je pense que le montant exact est 965 millions de dollars) pour que le prix du gaz naturel à la limite de Toronto s'élève à 65 p. 100 de celui du pétrole.

Les recettes constituent un autre facteur d'équité; encore là, je me limite aux faits. La part fédérale des recettes pétrolières s'est sensiblement accrue depuis 1979, mais celle de l'industrie également. Par comparaison, en 1979, le trésor fédéral touchait environ 7 p. 100 des bénéfices de l'industrie pétrolière et gazière. Sa part est maintemant de 16 p. 100. Quant à la part

[*Text*]

per cent down to 28 per cent, and the industry's share today, as a result of the NEP update and the amending agreement signed by Mr. Chrétien last June, has moved from 41 per cent to 56 per cent. One might say that the pie, in terms of revenues, is now distributed in a significantly different manner from what it was four years ago, but this has not taken place to the detriment of the industry. If we look at the industry investment activity at this point in time, we have to make a distinction between oil and gas. Oil activity is very encouraging at this point in time. For instance, on Canada lands, as opposed to provincial lands, drilling increased from 26 wells in 1980 to 66 wells in 1983. It could be argued that this has not taken place at the expense of exploration in the western basin in provincial lands because the degree of oil exploration and development in 1983 has been in provincial lands at a record level. For instance, the number of oil well completions in western Canada was 53 per cent greater in 1983 than in 1980, which was the previous record year. My reason for giving that example is that oftentimes one hears the argument that the activity taking place in Canada lands is totally to the detriment of activities in the western basin. I believe that these facts prove that it is not the case.

In terms of the number of metres drilled in 1983, again, the volume has increased by 68 per cent compared to what was taking place in provincial lands three years ago.

Mr. Chairman, as I was mentioning to you just before this meeting got under way, in the western basin there have been significant new oil discoveries, especially in Alberta in recent months. For the first time since 1969, discoveries in 1983 have almost equalled the depletion of the reserves. As a result of significant fiscal concessions made by the two levels of government, a lot of activity has taken place in terms of enchanced oil recovery schemes. By this we mean that by using various techniques, injections and so on, oil that could not be recovered because the fiscal regime was not making it viable due to fiscal changes such as reduced income tax, PGRT and so on, it has been possible to make significant progress in terms of new oil and enhanced oil recovery schemes.

Much progress has already been made in terms of the oil sands. As a result of new fiscal incentives put in place by Alberta and Ottawa as well as Saskatchewan because there is a real oil boom taking place now in Saskatachewan, several companies have announced that they are planning significant developments in the oil sands; for instance, Imperial Oil in Cold Lake, BP and Petro-Canada jointly in Wolf Lake, and Amoco more recently in Elk Point. In every case it is a step-by-step incremental approach to bring on stream an additional 19,000 barrels in the case of Imperial Oil out of these oil sands deposits.

In addition to that, Petro-Canada is considering a new oil sands plant that would have the capacity to produce 50,000 to

[*Traduction*]

des provinces, elle est tombée de 51 p. 100 à 28 p. 100 et celle de l'industrie, depuis la révision du PEN et le nouvel accord signé par M. Chrétien en juin dernier, est passée de 41 p. 100 à 56 p. 100. Le gâteau, en termes de revenus, est maintenant réparti de façon bien différente de ce qu'il était il y a quatre ans, mais cela ne s'est pas fait au détriment du secteur énergétique. Si on examine l'état actuel des investissements de l'industrie, il faut établir une distinction entre le pétrole et le gaz. Les activités pétrolières sont très encourageantes à l'heure actuelle. Par exemple, sur les Terres du Canada, par opposition aux terres provinciales, on est passé de 26 puits en 1980 à 66 puits en 1983. On ne peut prétendre que cette augmentation soit intervenue au détriment de la prospection dans le bassin occidental des terres provinciales, car la prospection et l'exploitation pétrolière sur les terres provinciales ont atteint un niveau record en 1983. Par exemple, le nombre de puits de pétrole installés dans l'ouest du Canada a augmenté en 1983 de 53 p. 100 par rapport à 1980, qui constituait le précédente année record. Je donne ces exemples parce qu'on entend souvent dire que l'exploitation des Terres du Canada s'effectue au détriment des activités dans le bassin occidental. J'espère que ces chiffres prouveront que ce n'est pas le cas.

En ce qui concerne la profondeur annulaire des forages réalisés en 1983, elle a augmentée de 68 p. 100 par rapport aux forages effectués sur les terres provinciales trois années plus tôt.

Monsieur le président, comme je vous le signalais avant le début de cette séance, on a fait de nouvelles découvertes pétrolières importantes dans le bassin occidental au cours des derniers mois, et particulièrement en Alberta. Pour la première fois depuis 1969, les découvertes faites en 1983 ont presque atteint le volume de l'exploration des réserves. Grâce aux importantes concessions fiscales accordées par les deux paliers de gouvernement, on a ravivé l'activité dans le domaine de la récupération assistée du pétrole; de cette façon, en utilisant différentes techniques, notamment les injections pour exploiter du pétrole qui n'aurait pas pu être récupéré parce qu'il n'était pas rentable à cause du régime fiscal. On a réussi, grâce à des modifications de ce régime fiscal, notamment par la réduction de l'impôt sur le revenu, la TRPG, etc. à faire des progrès importants dans les découvertes de ressources nouvelles et dans les programmes de récupération assistée.

On a déjà beaucoup progressé dans le domaine des sables bitumineux. Grâce aux nouvelles mesures d'encouragement fiscal mises en place par l'Alberta et par Ottawa ainsi que par la Saskatchewan, car il se produit actuellement une véritable ruée vers l'or noir en Saskatchewan, plusieurs compagnies ont annoncé qu'elles envisageaient d'entreprendre des programmes importants d'exploitation de sables bitumineux. Par exemple, c'est le cas d'Imperial Oil avec le projet de Cold Lake, de BP et de Petro-Canada avec leur projet conjoint de Wolf Lake, et plus récemment, d'Amoco à Elk Point. Dans chaque cas, il s'agit d'une progression étape par étape qui devrait se traduire par la production de 19,000 barils d'ici 1990 supplémentaires dans le cas du projet des sables bitumineux d'Imperial Oil.

En outre, Petro-Canada envisage la construction d'une nouvelle usine de sables bitumineux qui pourrait produire 50,000 à

[*Text*]

70,000 barrels a day, and the feasibility studies have been completed.

In terms of upgrading, you are aware that as a result of the joint effort of the provincial and federal governments, the co-op upgrader is taking shape in Regina and, as you know, Husky has been negotiating quite actively over the past several months with the three governments—Saskatchewan, Alberta and ourselves—to build an upgrader and to develop their properties in terms of the Lloydminster area. The reason that the two provinces are involved is that this project would be right on the borderline of Saskatchewan and Alberta, and if it were going to take place basically two corporate entities would be established to manage that project. On the oil front there is a great deal of successful activity. On the gas front, due to the recession and the drop of the international price of oil, the situation is very difficult both in terms of the export and the domestic market. For instance, in terms of our exports, in 1983 our exports to the United States were 10 per cent below the annual levels of the 1980 period or 10 per cent lower than the two previous years, and revenues fell by more than 17 per cent.

The problem there is the erosion of our market in the United States. As a result, the government, working in conjunction with the industries in the producing provinces, has adjusted our gas exporting policy three times over the past year. The objective is to protect our markets at this point in time until the gas surplus in the United States disappears.

As a result of both the domestic and the export markets, the financial standing of a number of companies has been impaired and the drilling activities in relation to gas are approximately 40 per cent down from 1982 and 65 per cent down from the previous record year of 1980. Mr. Chairman, we can conclude that there has been successful activity on the oil front, but there has been a difficult situation on the gas front.

Mr. Chairman, I should like to mention a couple of issues that we are addressing at the present time. The first one, which I have already mentioned, is the gas export pricing issue with the United States. This is a difficult problem and it is being worked on at this point in time in a spirit of co-operation with the industry and with the producing provinces. There is a task force which is going to report to us at a meeting attended by ministers of British Columbia, Alberta and Ottawa within the next month or so. This will be brought to the attention of the respective ministers shortly thereafter and we will closely monitor the situation south of the border.

In terms of the domestic gas markets, the federal minister and the Alberta minister had agreed last June to endeavour to put in place an incentive scheme for large industrial users in order to make natural gas even more competitive with alternative fuels. Hopefully, these efforts will come to fruition very soon.

[*Traduction*]

70,000 barils par jour, et dont les études de faisabilité sont déjà terminées.

En ce qui concerne la valorisation, vous savez que grâce à l'effort conjoint des gouvernements fédéral et provinciaux, l'installation d'une usine coopérative de valorisation est en train de prendre forme à Regina et comme vous le savez, la société Husky négocie activement depuis quelques mois avec les trois gouvernements, à savoir la Saskatchewan, l'Alberta et nous-mêmes, pour construire une installation de valorisation et pour la mise en valeur des terrains qu'elle possède dans la région de Lloydminster. Les deux provinces participent à ce projet car il est situé tout juste à la frontière entre la Saskatchewan et l'Alberta et s'il est réalisé, il faudra créer deux sociétés distinctes pour le gérer. Du côté du pétrole, les activités vont bon train. Dans le domaine du gaz, à cause de la récession et de la baisse du prix international du pétrole, la situation est très difficile aussi bien pour l'exportation que sur le marché intérieur. Par exemple, en 1983, nos exportations vers les États-Unis ont été inférieures de 10 p. 100 à leur niveau annuel de 1980 ou à celui des deux années précédentes, et les revenus ont diminués de plus de 17 p. 100.

Nos difficultés sur ce terrain proviennent du rétrécissement de notre marché aux États-Unis; cette situation a amené le gouvernement à coopérer avec les entreprises exploitantes des provinces productrices pour rajuster à trois reprises sa politique d'exportation de gaz au cours de l'année dernière. Cette tactique vise à protéger présentement nos marchés jusqu'à ce que le surplus de gaz aux États-Unis se résorbe.

Du fait de la situation des marchés intérieurs et d'exportation, bon nombre de compagnies se sont trouvées en difficultés financières et les activités de forage pour le gaz ont diminué d'environ 40 p. 100 par rapport à 1982 et de 65 p. 100 par rapport à l'année record de 1980. Monsieur le président, on peut dire en conclusion que l'industrie pétrolière a obtenu de bons résultats, mais que dans le domaine du gaz, la situation a été difficile.

Monsieur le président, j'aimerais signaler un certain nombre de questions auxquelles nous nous consacrons actuellement. La première, que j'ai mentionnée tout à l'heure, concerne l'établissement des prix du gaz avec nos partenaires américains. Il s'agit d'un problème délicat, auquel on s'affaire actuellement dans un esprit de coopération avec le secteur gazier et avec les provinces productrices. On a mis sur pied un groupe de travail qui doit nous présenter son rapport le mois prochain au cours d'une séance à laquelle assisteront des sous-ministres de Colombie-Britannique, de l'Alberta et du gouvernement fédéral. Ses résultats seront portés par la suite à l'attention des ministres concernés, et nous étudierons de près l'évolution de la situation aux États-Unis.

En ce qui concerne les marchés intérieurs du gaz, le ministre fédéral et le ministre albertain ont convenu en juin dernier de s'efforcer de mettre en place un régime de mesures d'encouragement pour les gros utilisateurs industriels afin de rendre le gaz naturel plus concurrentiel par rapport aux autres combustibles, et nous espérons que ces efforts vont très prochainement porter fruit.

[*Text*]

In terms of oil marketing, it is important that we continue to make every possible effort to minimize the oil shut-in problem. I think that the efforts of the industry in conjunction with the two levels of government over the past year have been very successful. The problem is fine tuning the experts with the demand of the domestic markets and, at the same time, taking into account the production of the two tar sand plants. Syncrude has been a major success story in 1983. For instance, a plan that was designed for a maximum capacity of 110,000 barrels has produced in excess of 120,000 barrels a day for quite some time. Therefore, when the two tar sands plants are operating at full level, of course, a market has to be found for that crude. When they have to shut down, as was recently the case for the two Syncrude plants, then they make sure that the finders have the first access to Canadian crude.

In terms of offshore activity, very briefly, a great many activities in the Arctic take place on the Scotia shelf and on the Grand Banks. In relation to Nova Scotia, the two governments do hope that it would be possible to introduce legislation in both Halifax and Ottawa to reflect the agreement that was signed in the management of the offshore with Nova Scotia a year or a year and a half ago.

In turn, as to Newfoundland, I can only repeat the position stated on numerous occasions by my minister that he does hope, now that the Supreme Court has spoken and has reversed judgment on the jurisdictional issue, that it would be possible to reach an agreement with the Province of Newfoundland and act as quickly as possible.

In terms of the programs that you were referring to, Mr. Chairman, in your opening comments, some of these programs are, of course, under review. This is part of the policy development process. We are reviewing, in a very thorough fashion, some of the programs that have been put in place over the last three to five years; for instance, the Canadian Oil Substitution Program, or CHIP, the Canadian Home Insulation Program.

Reference was also made to the Auditor Gen a few moments ago. We were very pleased that the Auditor Gen gave us not only a clean bill of health, which is quite unusual, but he, in his report, was saying that these programs which the department is now managing are not only off and running but are well managed.

In terms of the international defence, there is, at this point in time, the appearance of stability. Of course, we do not know how long that appearance of stability will remain. As a result, our policy has to be quite flexible in terms, for instance, of the source of imports and so on.

Mr. Chairman, I hope that these comments will be helpful in kicking off a discussion.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Tellier. I am sure that they will generate interest on the part of honourable senators. Senator Kelly is the first questioner.

[*Traduction*]

En ce qui concerne la commercialisation du pétrole, il importe de continuer à tout mettre en œuvre pour résoudre le problème des fermetures provisoires de puits. Je pense que les efforts combinés du secteur pétrolier et des deux niveaux de gouvernement l'année dernière ont été très fructueux. Il s'agit d'ajuster exactement les exportations en fonction de la demande sur les marchés intérieurs en tenant compte de la production des deux usines de sables bitumineux. Syncrude a obtenu d'excellents résultats en 1983. Par exemple, une usine conçue pour une production maximale de 110,000 barils a réussi à en produire plus de 120,000 par jour pendant un certain temps. Ainsi, lorsque les deux usines de sables bitumineux produisent à pleine capacité, il faut naturellement trouver un marché pour ce pétrole brut. Lorsqu'on doit fermer les usines, comme a dû récemment le faire pour les deux usines de syncrude, l'Office national de l'énergie s'assure préalablement que les raffineries premières à être approvisionnées en pétrole brut canadien.

Pour parler brièvement des activités marines, disons que la plupart des opérations réalisées dans l'Arctique sont localisées sur le plateau continental de Nouvelle-Écosse et sur les Grands bancs. En ce qui concerne la Nouvelle-Écosse, les deux gouvernements espèrent qu'il sera possible d'adopter des lois à Halifax et à Ottawa pour concrétiser l'accord de gestion des ressources marines signé avec la Nouvelle-Écosse il y a un an et demi.

En ce qui concerne Terre-Neuve, je ne peux que réitérer les propos tenus à diverses reprises par mon ministre: maintenant que la Cour suprême s'est prononcée sur la question de juridiction, il espère qu'il sera possible de parvenir à un accord avec la province de Terre-Neuve, et de prendre des mesures le plus rapidement possible.

Certains des programmes dont vous nous parlé, monsieur le président, dans vos remarques préliminaires, sont actuellement à l'étude, dans le cadre de l'élaboration de notre politique. Nous étudions en détail certains des programmes mis en place ces cinq dernières années; par exemple, le Programme canadien de remplacement du pétrole et le Programme d'isolation thermiques des résidences canadiennes.

On a également parlé, tout à l'heure, du Vérificateur général. Celui-ci nous a délivré non seulement un excellent bulletin de santé, ce qui est assez inhabituel, mais en outre, il a déclaré dans son rapport que les programmes actuellement gérés par le ministère fonctionnent et qu'ils sont bien administrés, ce dont nous sommes très fiers.

En ce qui concerne le marché international du pétrole, on semble constater une certaine stabilité à l'heure actuelle. Naturellement, nous ne savons pas combien de temps cela va durer. Par conséquent, notre politique doit être très souple, notamment en ce qui concerne l'origine de nos importations, etc.

J'espère, monsieur le président, que mes remarques vont être utiles pour lancer la discussion.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Tellier. Je suis sûr que votre exposé a suscité l'intérêt des honorables sénateurs. Le sénateur Kelly va poser les premières questions.

[*Text*]

**Senator Kelly:** Thank you, Mr. Chairman. I would certainly like to say at the outset, Mr. Tellier, that you have inundated us with information. It has all been extremely interesting. I would like to concentrate on this question of oil sufficiency, which was suggested earlier by the chairman, I believe. I have just a question or two in clarification.

When the NEP was announced, as you stated, the objective of oil self-sufficiency was part of the program. The ambition was to reach oil self-sufficiency by 1990. You mentioned earlier, through your talk, that we had actually achieved self-sufficiency at a point in time which was last year, I believe. Is that to say that 1990 has become 1983, that the self-sufficiency contemplated in the NEP was actually achieved in 1983 rather than 1990? I do not think that is what you meant, but I wonder if you would like to clarify that.

**Mr. Tellier:** No, I think that would be distorting the matter somewhat. I do not think that one could assume that the degree of self-sufficiency achieved in 1983 would be maintained throughout the decade. On the contrary, it all depends on a certain number of basic assumptions. There are your forecasts in terms of the demand for oil. On the supply side, there are considerations to be made, such as when Hibernia is going to come onstream. Again, going back to the demand side, one might ask to what extent the conservation programs will continue to be successful, and so on.

You are perfectly right, senator, in pointing out that the situation that has materialized in 1983 could be temporary in nature. We can, therefore, be both above and below this self-sufficiency line, if you imagine the supply-demand over the next years between now and 1990. It depends on several factors.

**Senator Kelly:** Going further into that, then, I believe you said that the conventional discoveries last year almost equal depletion. Could you be more specific? Was it less or more? What do you mean when you say "almost equal"?

**Mr. Tellier:** It is slightly less. I am relying on my memory now, but if the Alberta production was 1.2, the depletion of the reserve was perhaps 1.3 or something like that. So the reserves have continued to be depleted faster than the discovery rate, but we are almost there as a result of some of the significant oil plays in late 1983.

**Senator Kelly:** Just to indicate the direction I am trying to move in, I thin we are all aware that we have conventional oil—the thing we have always been counting on. We have got this balance between what we export from the west and which we import into the east. Just to interrupt at this point, the source of what we import is principally where?

**Mr. Tellier:** We have two long-term contracts. We have a long-term contract with the Mexicans, which used to be 50,000 barrels a day, which was brought down to 44,000 a day. That is crude being imported every day from Mexico. We

[*Traduction*]

**Le sénateur Kelly:** Merci, monsieur le président. Je dirais d'abord, monsieur Tellier, que vous nous avez inondés d'informations qui sont certes intéressantes, mais j'aimerais que nous nous attardions sur cette question de l'autosuffisance pétrolière, comme nous l'a proposé tout à l'heure le Président, je crois. J'ai juste une question ou deux à faire éclaircir.

Lorsque le PEN a été annoncé, comme vous l'avez dit, l'objectif de l'autosuffisance en faisait partie intégrante et devait se concrétiser d'ici 1990. Or vous venez de mentionner que dès l'an dernier, je crois, nous avions atteint cet objectif. Est-ce à dire que 1990 est devenu 1983? Que l'autosuffisance envisagée dans le PEN a réellement été atteinte en 1983 plutôt qu'en 1990? Je ne crois pas que c'est ce que vous vouliez dire, mais j'aimerais bien que vous m'apportiez quelques éclaircissements là-dessus.

**M. Tellier:** Non, je crois que ce serait déformer la réalité. Je ne crois pas qu'on pourrait affirmer que le niveau d'autosuffisance atteint en 1983 pourrait être maintenu tout au long de la décennie. Au contraire, tout repose sur la matérialisation d'un certain nombre d'hypothèses fondamentales. Prenons d'abord les prévisions relatives à la demande de pétrole. Du côté de l'offre, il faut tenir compte de certaines considérations, comme la date à laquelle Hibernia commencera à produire. En revanche, du côté de la demande, on peut se demander jusqu'à quel point les programmes d'économie de l'énergie continueront d'être efficaces, et ainsi de suite.

Vous avez parfaitement raison, sénateur, de signaler que la situation qui s'est produite en 1983 risque d'être temporaire. Ainsi, selon l'allure des courbes de l'offre et de la demande d'ici 1990, nous pourrions nous situer au-dessus ou au-dessous de cette ligne d'autosuffisance. Tout dépendra de plusieurs facteurs.

**Le sénateur Kelly:** Pour poursuivre ce raisonnement, je crois que vous avez dit que les découvertes de pétrole classique de l'an dernier sont presque équivalentes au rythme d'épuisement des réserves connues. Pourriez-vous être plus précis? Cela veut-il dire plus ou moins? Que voulez-vous dire par «presques équivalentes»?

**M. Tellier:** Légèrement moins. Si je me rappelle bien, la production de l'Alberta était de 1.2 tandis que les réserves s'épuisaient à raison, peut-être, de 1.3. Ainsi, les réserves ont continué de s'épuiser à un rythme plus rapide que celui de la découverte de nouveaux gisements, mais cette situation est presque entièrement attribuable aux importants transferts pétroliers qui ont eu lieu à la fin de 1983.

**Le sénateur Kelly:** Simplement pour indiquer l'orientation que j'essaie de prendre, je pense que nous savons tous que nous disposons de réserves de pétrole classique—sur lesquelles nous avons toujours compté. Nous avons bénéficié de cet équilibre entre nos exportations à l'ouest et nos importations à l'est. Juste pour vous interrompre sur ce pint, où se trouve la source principale de nos importations?

**M. Tellier:** Nous avons deux contrats à long terme. Un avec le Mexique qui nous livrait 50,000 barils par jour avant que nous ne ramenions ce chiffre à 44,000. Il s'agit de pétrole brut importé chaque jour de ce pays. Les compagnies canadiennes

[*Text*]

also have a long-term contract with Venezuela. When I say "long term" in the case of Mexico, I am referring to a 10-year contract, renewable every year. In the case of Venezuela, this is again a long-term contract and is running now at 30,000 barrels a day. I am speaking now, basically, in terms of security of supply. We think that it is important to maintain, on a longer-term basis, these sources of supply.

Another factor that has to be taken into account is the Portland-Montreal pipeline. This is a huge pipeline. I believe it has a capacity of 450,000 barrels a day. This pipeline, especially in wintertime, is running extremely low—about 10 per cent of its normal through-put. Again, it is felt that it is important, for reasons of security of supply in the east, to maintain that pipeline open. As a result, then, of these longer-term contracts and as a result of the Montreal-Portland pipeline and so on, it is very difficult to further reduce our imports. So when you have a shut-in problem in the west, it is difficult to further displace these imports if you believe that these contracts with the Mexicans and Venezuelans are important and if you believe that this Montreal-Portland pipeline has to remain open.

To finish the other aspect of your question, "where is the rest of the stuff coming in?" I will say this. It is very little and it is coming from the North Sea—Britain, mainly—and also the Middle East. I was looking at numbers yesterday, however, and the oil companies are reducing quite siginficantly their takes in the Middle East. Iran, for instance, is down, perhaps, to 25 or 26 barrels a day. Therefore, less and less oil is coming from the Gulf or from the Middle East.

**Senator Kelly:** Continuing, then, what I hope we can come out with, once we find that our share from conventional sources is less and less, is a movement through a series of enhanced recovery, tar sands, frontier and so on. You mentioned in your very fine paper the models that you have available. I wonder how far ahead you look and to what extent you are able to make a prediction on when we are going to have to depend more and more on some of the higher-cost processes. As to the three areas that you mentioned—enhanced recovery, tar sands and frontier—in what order do you place them?

**Mr. Tellier:** I think we very deliberately have tried to avoid priorizing these sources. We want to maintain a high degree of activity in the offshore in the east, in the Beaufort and, at the same time, maintain efforts in the tar sands, the enhanced oil recovery program and so on. We are trying to pursue all these sources of supply at the same time without slanting, either through the fiscal regime or otherwise, the efforts of one initiative as opposed to another. Have I dealt with your question to your satisfaction?

[*Traduction*]

ont également des contrats à long terme avec le Venezuela. Lorsque je dis «long terme» dans le cas du Mexique, je fais allusion à un contrat de dix ans, renouvelable chaque année. Dans le cas du Venezuela, les importations se chiffrent actuellement à 75,000 barils par jour. Il est question ici, fondamentalement, de la sécurité des approvisionnements. Nous estimons qu'il est important de maintenir à long terme ces sources d'approvisionnement.

Un autre facteur qu'il nous faut prendre en considération est le pipe-line Portland-Montréal. Il s'agit d'un immense pipeline qui a une capacité, je crois, de 290,000 barils par jour. Toutefois, particulièrement en hiver, il fonctionne bien en-deçà de sa capacité, à peu près 20 p. 100 de son débit normal. Encore une fois, nous estimons qu'il est important, pour des raisons de sécurité des approvisionnements à l'est, de maintenir ouvert ce pipe-line. Par conséquent, ces contrats à long terme, le pipe-line Montréal-Portland et d'autres facteurs font qu'il est très difficile de réduire encore plus nos importations. Ainsi, même s'il y a des surplus dans l'Ouest, il est difficile de réduire encore plus nos importations si vous croyez que nos contrats avec les Mexicains et les Vénézuéliens sont importants et que le pipe-line Montréal-Portland doit rester ouvert.

Pour en terminer avec l'autre aspect de votre question, à savoir d'où vient le reste de notre pétrole, je peux vous répondre que la quantité est très petite et qu'elle vient surtout de la mer du Nord, principalement de Grande-Bretagne, et également du Moyen-Orient. En examinant les chiffres, hier, j'ai constaté que les compagnies pétrolières sont en train de réduire de façon draconienne leurs importations du Moyen-Orient. L'Iran, par exemple, ne nous livre peut-être plus que 10 à 15,000 barils par jour en 1984. Ainsi, de moins en moins de pétrole nous vient des pays du Golfe ou du Moyen-Orient.

**Le sénateur Kelly:** Pour continuer, donc, et en arriver, j'espère, aux conclusions, nous constatons que nous comptons de moins en moins sur les sources de pétrole classique pour nous tourner plutôt vers la récupération améliorée, les sables bitumineux, les régions pionnières, etc. Vous avez mentionné dans votre mémoire, très bien fait d'ailleurs, les modèles de développement possibles. Je voudrais savoir à combien d'années vos prévisions s'appliquent et dans quelle mesure celles-ci peuvent être exactes lorsque vous dites que nous devrons dépendre de plus en plus de certains procédés d'extraction plus coûteux. Pour ce qui est des trois domaines que vous avez mentionnés, à savoir la récupération améliorée, les sables bitumineux et les régions pionnières dans quel ordre les placez-vous?

**M. Tellier:** Nous avons délibérément essayé d'éviter d'établir des priorités en ce qui concerne ces trois sources. Nous avons voulu maintenir un haut niveau d'activités dans les gisements sous-marins de l'Est, dans la mer de Beaufort et, au même moment, poursuivre nos efforts dans les sables bitumineux, la récupération améliorée et ainsi de suite. Nous essayons de couvrir toutes ces sources d'approvisionnement en même temps, que ce soit par le régime fiscal ou autrement, sans nuire ni à l'une ni à l'autre. Est-ce que j'ai répondu à votre question de façon satisfaisante?

[*Text*]

**Senator Kelly:** It strikes me that that is a costly way to go about things. I thought that you would have enough information now, given the current state of technology, on just what promise there is in enhanced recovery because that is the most predictable initiative in terms of volume.

**Mr. Tellier:** Let me try to answer your question in a different way. Additional sources of supply between now and 1990 will come from conventional oil, EOR, and a little from the frontier, such places as Norman Wells. For instance, by 1990 EOR and conventional oil will contribute 436,000 barrels per day, bitumen from Cold Lake and Wolf Lake, 113,000 barrels per day and the frontier 50,000 barrels per day. None is predicted through synthetic oil from the tar sands because the lead time to bring a new plant on would take us beyond 1990.

**The Chairman:** You indicated that demand had decreased by 22 per cent over the period 1980 to 1983 and then you said that you have some wonderful conservation programs. Are you contributing that total 22 per cent decrease in demand to conservation?

**Mr. Tellier:** No.

**The Chairman:** What per cent of that 22 per cent do you attribute to conservation?

**Mr. Tellier:** That is a difficult question. Conventional wisdom is that the decline in demand is due to structural changes, conservation and so on, which is estimated at 60 per cent, and the other 40 per cent is due to cyclical changes such as the recession. The 60 per cent decline is because people have decided that they will conserve energy and the 40 per cent rate is attributed to the recession and the change in economic activities.

**The Chairman:** The International Energy Agency was just about the opposite to what you have said. Their best guess was about 12 per cent in 1982 and 7 per cent in 1983 due to those programs, and the other 93 per cent was due to the economy.

**Senator Doody:** With regard to security of supply and self-sufficiency in the eastern provinces, the witness talked about the contracts with Mexico and Venezuela. Surely they do not represent a security of supply or self-sufficiency. Have any steps been taken to hook the Atlantic Provinces in with the Canadian mainstream? Is the TQ&M Pipeline no longer an issue? Has it been put to one side and, if so, for how long? Are we in the Atlantic area to depend on offshore oil trhough the coming years?

**Mr. Tellier:** Let me deal with the oil aspect of your question first. In order to make western crude available as far east as

[*Traduction*]

**Le sénateur Kelly:** Cela me frappe de voir jusqu'à quel point cette approche nous coûtera cher. Étant donné l'état actuel de la technique, j'aurais cru que vous auriez pu nous donner plus d'informations sur les perspectives apportées par la récupération améliorée puisque c'est cette méthode qui nous permet de faire les prévisions les plus exactes en ce qui concerne le volume.

**M. Tellier:** Permettez-moi de répondre à votre question d'une façon différente. Les nouvelles sources d'approvisionnement d'ici 1990 nous viendront surtout du pétrole classique, de la récupération améliorée et un peu des régions pionnières, comme Norman Wells. Par exemple, d'ici 1990, le pétrole classique et celui extrait par les procédés de récupération assistée nous assureront 436 000 barils par jour, les sables bitumineux comme ceux de Cold Lake et de Wolf Lake, 113 000 barils par jour, et celui des régions pionnières, 50 000 barils par jour. Nous ne prévoyons aucun volume pour le pétrole synthétique produit à partir des sables bitumineux parce que les délais d'établissement d'une nouvelle usine nous amènent au-delà de 1990.

**Le président:** Vous avez indiqué que la demande avait diminué de 22 p. 100 entre 1980 et 1983 pour justifier l'excellence de vos programmes d'économie de l'énergie. Cette baisse est-elle totalement attribuable à la diminution de la demande?

**M. Tellier:** Non.

**Le président:** Quelle partie de ces 22 p. 100 attribuez-vous à l'économie de l'énergie?

**M. Tellier:** C'est une question difficile. La sagesse traditionnelle veut que le déclin de la demande soit attribuable à des changements structurels, les programmes d'économie de l'énergie et ainsi de suite, dans une proportion que l'on estime à 60 p. 100, alors que les autres 40 p. 100 découleraient de changements cycliques comme la récession. La proportion de 60 p. 100 est due au fait que les citoyens ont décidé d'économiser l'énergie et celle de 40 p. 100 est attribuable à la récession et à l'évolution de la conjoncture économique.

**Le président:** L'Agence internationale de l'énergie prétend exactement le contraire de ce que vous venez de dire. Elle établit à environ 12 p. 100 en 1982 et 7 p. 100 en 1983 l'incidence des programmes d'économie de l'énergie, et aux 93 p. 100 restants à la situation économique.

**Le sénateur Doody:** En ce qui concerne la sécurité des approvisionnements et l'autosuffisance dans les provinces de l'Est, le témoin a parlé des contrats avec le Mexique et le Vénézuéla. Ces contrats ne représentent évidemment aucune sécurité d'approvisionnement ni ne nous rapprochent de l'autosuffisance. A-t-on pris des mesures pour rattacher les provinces de l'Atlantique au reste du Canada du point de vue des approvisionnements? Le pipe-line Trans Québec et Maritimes ne serait-il plus d'actualité? L'a-t-on mis de côté et dans l'affirmative, pour combien de temps? Les provinces de l'Atlantique vont-elles continuer à dépendre du pétrole importé pour les années à venir?

**M. Tellier:** Examinons d'abord la situation du pétrole. Pour amener le pétrole brut de l'Ouest aussi loin qu'à Halifax et

[*Text*]

Halifax and Saint John, we have a program to subsidize tranportation costs—I think the subsidy is between $5 and $8 per barrel. The crude comes to Montreal and is shipped to the east. The subsidy enables the refinery in Saint John or Halifax to get the crude at a price that is comparable to Montreal. This is western crude. In turn, we want to protect certain domestic markets for Sable gas. So when the TQ&M, the Trans Quebec and Maritime Pipeline, was started, the intent was that western gas would go all the way to the east coast. But now we do not know whether that gas will flow west or east. This is why at this point in time, at least until the development of the Venture Gas Field is more advanced, it is difficult for the partnership to take a decision on the maritime component of the Trans Quebec and Maritime Pipeline. We are quite certain at this point that Sable gas will serve the maritime market.

**Senator Thériault:** Did I understand you to say that the one source of security of supply for the Altantic Provinces is oil from western Canada shipped from Montreal?

**Mr. Tellier:** Yes.

**Senator Thériault:** So if tomorrow something happened and we could not get oil from Venezuela, the Middle East or Mexico, you would load a ship with western crude at Montreal and take it to the Irving refinery?

**Mr. Tellier:** Yes.

**Senator Thériault:** Is there much difference in building a pipeline that runs east to west as opposed to west to east?

**Mr. Tellier:** Yes.

**Senator Thériault:** Why? Does it depend on gravity?

**Mr. Tellier:** I am sure that some of the representatives of the oil companies who are in the room would be much better qualified to answer that question than I, but I understand that it has to do with compression and so on. First and foremost with the financing of that pipeline and what the base rate, et cetera, will be, at this point in time I think that the proponents are proceeding on the assumption that roughly 20 or 25 per cent of the Sable gas will be marketed in the maritimes and 75 to 80 per cent will be exported to the northeast United States. Therefore, the whole financing will depend very much on their rate base, et cetera.

**Senator Thériault:** I thought that at one time it was a commitment of the federal government to have a pipeline there.

**The Chairman:** I have a supplementary to that supplementary question. Do I understand you correctly that in any prolonged disruption in our off-shore supplies, that Atlantic Canada could be provided from Montreal by ship, and would that subject to any sharing arrangements under the International Energy Agreement?

[*Traduction*]

Saint-Jean, nous avons mis sur pied un programme de subventions aux coûts du transport, je pense que ces subventions sont d'environ 1,50$ à 2,50$ le baril. Le pétrole brut arrive à Montréal et est expédié vers l'Est. Les subventions permettent à la raffinerie de Saint-Jean ou d'Halifax d'obtenir ce pétrole à un prix comparable à celui de Montréal. Et c'est du pétrole de l'Ouest. En retour, nous désirons protéger certains marchés intérieurs pour le gaz naturel de l'Île de Sable. Ainsi, lorsque le Programme du pipe-line Trans Québec et Maritimes a été lancé, il s'agissait de transporter le gaz naturel de l'Ouest vers la côte Est. Mais maintenant, nous ne savons plus si le gaz sera acheminé verse l'Ouest ou vers l'Est. C'est pourquoi il est difficile pour la compagnie, du moins jusqu'à ce que le projet Venture soit plus avancé, de prendre une décision sur l'élément maritime du pipe-line Trans Québec et Maritimes. A l'heure actuelle, nous sommes pas mal certains que le gaz naturel de l'Île de Sable approvisionnera le marché des Maritimes.

**Le sénateur Thériault:** Vous avez bien dit que l'une des sources de la sécurité des approvisionnements des provinces de l'Atlantique est le pétrole de l'Ouest canadien acheminé depuis Montréal?

**M. Tellier:** C'est exact.

**Le sénateur Thériault:** Par conséquent, si demain matin nous ne pouvions plus obtenir du pétrole du Vénézuéla, du Moyen-Orient ou du Mexique, vous rempliriez un bateau de pétrole brut de l'Ouest à Montréal et l'enverriez à la raffinerie Irving?

**M. Tellier:** C'est cela.

**Le sénateur Thériault:** Y a-t-il une grosse différence entre un pipe-line qui va de l'Est vers l'Ouest par rapport à un autre en sens inverse?

**M. Tellier:** Oui.

**Le sénateur Thériault:** Pourquoi? Tout dépend-il de la gravité?

**M. Tellier:** Je suis sûr que certains des représentants des sociétés pétrolières qui sont ici sont beaucoup plus qualifiés que moi pour répondre à cette question, mais je crois que c'est une question de compression. D'abord et avant tout en ce qui concerne le financement de ce pipe-line et ce que sera le taux de base du transport, etc., je pense, à ce moment-ci, que les promoteurs prévoient qu'environ 20 ou 25 p. 100 du gaz naturel de l'Île de sable sera commercialisé dans les Maritimes et 75 à 80 p. 100 dans le Nord-Est des États-Unis. Par conséquent, l'ensemble du financement dépendra entre autres dans une large mesure du taux de base.

**Le sénateur Thériault:** Je croyais qu'à une certaine époque, le gouvernement fédéral s'était engagé à construire un pipeline là-bas.

**Le président:** J'ai une question supplémentaire à poser. Vous avez bien dit qu'en cas de perturbation prolongée de nos approvisionnements sous-marins, les provinces de l'Atlantique seraient approvisionnées par navire à partir de Montréal, sous réserve des accords de partage prévus par l'accord international sur l'énergie?

[*Text*]

**Mr. Tellier:** There are two aspects to your question, as I understand it.

**The Chairman:** Perhaps you would just deal with the first one. You indicated that ships could be loaded and supplied. I am asking you about any prolonged disruption of that source.

**Mr. Tellier:** This is a most unlikely scenario, but let us suppose that for one reason or another all sources of supply abroad, off-shore, are cut off. The eastern market could be served by western crude, but I do not think that the Sarnia-Montreal pipeline would be adequate to maintain the level of the demand where it is at this point in time. However, in dealing with that question, several assumptions have to be made. For instance, one would assume that the oil companies operating in this country can no longr swap; in other words, export into the U.S. in one part of the country and import in another part, for instance in the east. Again, this is a highly unlikely scenario, but if it was totally impossible to have access to any "foreign" source of oil, I think the western sources would be available. However, I do not think they would be available in sufficient quantity to completely serve the current demand. I would have to check the numbers on that, because the throughput capacity of the Montreal-Sarnia pipeline would perhaps be a problem. Again, it would depend on how long a period it would be necessary and what the level of the inventories are of the oil companies, for instance, in Montreal were.

**The Chairman:** So essentially, we are in the same position as we were in 1979?

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, the scenario that you have described is a most pessimistic, and I would say unrealistic one, because that is the whole value of these contracts that have been negotiated with Venezuela and Mexico. At the point in time when these contracts were signed, they were of great value to Canada. Today, I think that the Mexicans and Venezuelans would say that they are of great value to them because there is an oil glut at this point in time, so it is a two-way street, plus the fact that, as I have said, we have access and the companies are importing from the North Sea. Even if there was a major conflict in the Middle East, I think one has to assume that these other external sources would continue to be available to Canadians.

**Senator Doody:** Does Canada have the volume to transport that oil from Montreal to Halifax and St. John's, for instance? Are the tankers available to Canada to do that? I do not think Canada has control of a large enough merchant fleet to carry that volume or quantity.

There is some concern in that part of Canada. In 1979, we were pretty close to the worst-case scenario that has just been described, so it is not an impossible situation. I was wondering what contingencies have been put in play. I realize that the contracts with Venezuela and Mexico are there. I have read them. We are assuming that we are going to stay in the good graces of these somewhat peculiar governments indefinitely, but even assuming that all of these things will work out

[*Traduction*]

**M. Tellier:** Comme je la comprends, votre question comporte deux aspects.

**Le président:** Restons-en au premier. Vous avez dit que des navires pourraient être chargés. Ce qui me préoccupe, c'est la possibilité de perturbation prolongée de cette source.

**M. Tellier:** C'est un scénario très peu prévisible, mais supposons que, pour une raison ou une autre, toutes les sources d'approvisionnements étrangères et sous-marines soient coupées. Le marché de l'Est pourrait être desservi par du pétrole brut de l'Ouest, mais je ne crois pas que le pipe-line Sarnia-Montréal pourrait suffire à la demande actuelle. Toutefois, on peut formuler plusieurs hypothèses lorsqu'on examine cette question. Par exemple, on pourrait considérer que les sociétés pétrolières de notre pays ne pourraient plus exporter du pétrole aux États-Unis dans une partie du pays et en importer dans une autre partie, par exemple dans l'Est. Encore une fois, il s'agit d'un scénario très peu vraisemblable, mais s'il devenait totalement impossible d'avoir accès à une source de pétrole «étrangère», je pense que nous pourrions compter sur l'Ouest. Toutefois, je ne crois pas que les quantités seraient suffisantes pour répondre adéquatement à la demande actuelle. Il faudrait que je vérifie les chiffres à ce sujet, parce que le débit du pipe-line Montréal-Sarnia serait probablement insuffisant; mais encore une fois, tout dépendrait de la longueur de la période pendant laquelle nous serions privés et du niveau des stocks des sociétés pétrolières dans les réservoirs situés, par exemple, à Montréal.

**Le président:** Par conséquent, nous nous trouvons essentiellement dans la même situation qu'en 1979?

**M. Tellier:** Monsieur le président, l'hypothèse que vous avez émise est des plus pessimiste et j'irais même jusqu'à dire des plus irréalistes parce que c'est là toute la valeur des contrats qui ont été signés avec le Venezuela et le Mexique. Lorsqu'ils ont été signés, ils avaient une grande valeur pour le Canada. Aujourd'hui, je crois que le Mexique et le Venezuela diraient qu'ils ont une grande valeur pour eux parce qu'il n'y a pas de pénurie de pétrole à l'heure actuelle; il y a donc deux côtés à la médaille et il faut tenir compte du fait que, comme je l'ai dit, nous avons accès aux réserves de la Mer du Nord et que les compagnies pétrolières importent de cette région. Même en cas de conflit majeur au Moyen-Orient, je crois qu'on peut présumer que les Canadiens pourraient toujours s'approvisionner à ces autres sources extérieures.

**Le sénateur Doody:** Le Canada est-il capable de transporter ce pétrole de Montréal à Halifax et à Saint-Jean, par exemple? A-t-il assez de pétroliers? Je ne crois pas que le Canada a une flotte marchande assez importante pour absorber un volume de transport de cet ordre.

On s'inquiète dans cette partie du pays. En 1979, nous étions très près du pire scénario, celui qu'on vient juste de décrire; cette situation n'est donc pas du domaine de l'impossible. Je me demandais si des mécanismes d'urgence avaient été mis sur pied. Je me rends bien compte que les contrats signés avec le Venezuela et le Mexique sont réels, je les ai lus. Nous présumons que nous allons rester indéfiniment dans les bonnes grâces de ces gouvernements assez particuliers, mais même en

[*Text*]

properly, do we have the physical capability of moving that volume of crude down the St. Lawrence in winter and in summer—in winter, in particular?

**Mr. Tellier:** I am assuming that the oil companies do, but I would have to check.

**Senator Doody:** May I ask a question on another subject, Mr. Chairman?

**The Chairman:** Senator Le Moyne, do your questions relate to this same subject of self-sufficiency?

**Senator Le Moyne:** Yes, Mr. Chairman. Mr. Tellier, it seems from the picture that you are drawing that we suffer from a kind of continental dissolution deficiency. Is that considered to be permament, since you did hint of a radical solution like the construction of petroleum pipelines to the Atlantic, et cetera? It seems to me that when it comes to that region, we are left floating.

**Mr. Tellier:** Senator, one has to keep in mind in this situation that the Hybernia oilfield is about to go on-stream, and when I say that, I mean that the oil will not start to flow tomorrow. However, depending on the kind of production systems that will be used, from 50,000 to 70,000 barrels of oil could be made available within a few years. When we are talking of the development of Hybernia on a large scale, for instance 200,000-300,000 barrels of oil per day, which is a great deal of oil, then we are talking more towards the end of the decade for that oilfield to start serving as a source of supply in the east. Hybernia is a very major oilfield on a world scale and will provide the security of supply to easterners in the next decade and it is therefore a major factor in the equation that we were talking about.

**Senator Doody:** How do you get that oil ashore from Hybernia? Is it going to be by ships or pipeline?

**Mr. Tellier:** It will be by pipeline. There are several major feasibility studies taking place at this point in time as to whether it will be an incremental approach, in other words 50,000, 100,000 and so on, or whether it is going to be co-production right at the outset. The transportation system that you were referring to, and the development system that will be put in place, will influence whether it will be the floating mode or the concrete gravity-based platforms that they now use in the North Sea.

**Senator Doody:** Were will the crude be refined when you bring it up, using either a floating platform or a fixed concrete platform? It will have to be refined somewhere before consumers can use it either as home heating oil or gasoline or whatever. Where will it be refined and how will it get from the refinery to those places where the consumers are?

**Mr. Tellier:** At this point in time, it is hard to tell, but there is a great deal of spare capacity at the present time in the

[*Traduction*]

supposant que tout aille pour le mieux, avons-nous les moyens matériels de transporter un pareil volume de pétrole brut sur le Saint-Laurent en hiver et en été, mais surtout en hiver?

**M. Tellier:** J'imagine que les compagnies pétrolières les ont, elles, mais il faudrait que je vérifie.

**Le sénateur Doody:** Puis-je poser une question sur un autre sujet, monsieur le président?

**Le président:** Sénateur Le Moyne, vos questions portent-elles aussi sur l'autarcie?

**Le sénateur Le Moyne:** Oui, monsieur le président. Monsieur Tellier, si l'on en croit le tableau que vous nous avez brossé de la situation, notre principale lacune est notre dispersion sur le continent. Considère-t-on que cela posera toujours un problème? Je vous le demande parce que vous avez parlé d'une solution radicale comme la construction d'un pipeline vers l'Atlantique. Il me semble que lorsque nous parlons de cette région, nous ne sommes sûrs de rien.

**M. Tellier:** Sénateur, à ce sujet, il ne faut pas oublier qu'on va bientôt commencer à exploiter le champ pétrolifère d'Hibernia; le pétrole ne va donc pas se mettre à jaillir avant un bon bout de temps. Cependant, selon le mode de production qu'on emploiera, on pourrait produire de 50 000 à 70 000 barils de pétrole par jour en quelques années. Lorsqu'on parle d'exploiter le gisement d'Hibernia à une grande échelle, c'est-à-dire d'extraire de 200 000 à 300 000 barils de pétrole par jour, ce qui nous fait beaucoup de pétrole, nous misons plutôt sur la fin de la décennie et c'est à ce moment-là que ce champ pétrolifère représentera une source d'approvisionnement pour l'Est. A l'échelle mondiale, le champ d'Hibernia est un gisement très important, ce qui fait qu'il assurera la sécurité de l'approvisionnement au Canadiens de l'Est pendant la prochaine décennie et qu'ils constitue un facteur important dans l'équation dont nous parlions tout à l'heure.

**Le sénateur Doody:** Comment va-t-on transporter le pétrole d'Hibernia sur le continent? Par pétroliers ou par pipeline?

**M. Tellier:** Par pipeline. A l'heure actuelle, on procède à plusieurs grandes études de faisabilité. On se demande d'abord si on procèdera par augmentation progressive de la production, c'est-à-dire, commencer par 50 000 barils par jour et passer à 100 000 un peu plus tard et ainsi de suite, ou si plusieurs compagnies s'associeront pour produire en grande quantité dès le début. Le système de transport dont vous parliez tout à l'heure et le mode d'exploitation qu'on décidera d'utiliser. Tout influera sur le choix des plates-formes de forage soit les plates-formes flottantes ou les plates-formes montées sur des assises en béton reposant sur le fonds marin comme celles qu'on utilise actuellement dans la Mer du Nord.

**Le sénateur Doody:** Quel que soit les plate-formes qu'on emploiera, où raffinera-t-on le pétrole brut qui sera extrait? Pour que les consommateurs puissent s'en servir pour chauffer leurs maisons ou faire rouler leurs voitures, il faudra bien le raffiner. Où sera-t-il raffiné et comment transportera-t-on le produit fini de la raffinerie aux marchés?

**M. Tellier:** Pour l'instant, c'est assez difficile à dire, mais il y a plusieurs raffineries inutilisées dans les Provinces mariti-

[*Text*]

maritimes. The Saint John Irving refinery is the largest in the country, if I am not mistaken, and it is running now well below capacity, so the refining of that crude will not constitute a problem. The questions is: when is it going to come on the market?

**Senator Doody:** And the transporation mode?

**Mr. Tellier:** Yes.

**Senator Thériault:** Mr. Chairman, I would like to ask the deputy minister a supplementary. I just heard, in an answer he gave, something about the possibility of 50,000 barrels if there was a real crisis in a few years. What, in your jargon, does a few years mean? How many years?

**Mr. Tellier:** Again, these feasibility studies are not yet completed but we are led to believe that within three and a half to four years, if we are given the approval to go ahead, it might be possible to bring that crude on the market.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, I have a supplementary question to Senator Doody's question. In response to Senator Doody's question as to how it would be brought ashore, you said by pipeline.

**Mr. Tellier:** Or—

**Senator Kirby:** In conjunction with Senator Doody's other question, which I cannot imagine why he asked, about where it would be refined, does the answer to both of those questions depend on first getting an agreement with Newfoundland?

**Senator Doody:** That is the $64,000 question.

**Mr. Tellier:** Senator Kirby, we are talking about big investments, and I am sure that the partners in Hibernia, Mobil, Gulf and, of course, Petro-Canada, would like to know as soon as possible what the rules are going to be in terms of management regime, the fiscal regime and so on. I do not want to go so far as saying that the lack of an agreement with Newfoundland constitutes a major impediment to the development of that oil field, but it would certainly be desirable to have an agreement in place before the development plan is approved, which is next year.

**Senator Guay:** Mr. Chairman, there are a number of question which I am tempted to ask at this time, but I should like to refer to the export and import of crude oil. I have been very concerned with this particular aspect for quite some time, and if I heard you correctly, Mr. Tellier, you said that you subsidized the oil from Montreal to the east.

**Mr. Tellier:** Yes, the transportation of it.

**Senator Guay:** That is what I have in mind. I am somewhat concerned when you say that, because I presume that most of the oil you are transporting east is imported oil.

**Mr. Tellier:** No, it is western crude.

**Senator Guay:** I will come back to that as well, because I am concerned about the crude oil that we have in Canada. I think our crude oil is of a better quality by far than what we

[*Traduction*]

mes. La raffinerie Irving de Saint-Jean est la plus grande au Canada, si je ne m'abuse, et elle est loin de fonctionner à pleine capacité. Le raffinage de ce pétrole brut ne posera donc aucun problème. Ce qu'il importe surtout de savoir, c'est quand le produit raffiné sera commercialisé?

**Le sénateur Doody:** Cela nous ramène au mode de transport?

**M. Tellier:** Exactement.

**Le sénateur Thériault:** Monsieur le président, j'aurais une question supplémentaire à poser au sous-ministre. Il a parlé de la possibilité de produire 50,000 barils de pétrole par jour dans quelques années s'il y avait une vraie crise. Qu'entendez-vous par quelques années dans votre jargon? Combien d'années exactement?

**M. Tellier:** Les études de faisabilité ne sont pas encore terminées, mais ce que nous savons déjà nous porte à croire que dans trois ans et demi ou quatre ans, si on nous donne le feu vert, nous pourrions commercialiser ce pétrole brut.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, j'ai une question qui fait suite à celle du sénateur Doody. Lorsque le sénateur vous a demandé comment le pétrole serait transporté sur le continent, vous avez répondu que ce serait par pipe-line.

**M. Tellier:** Ou des pétroliers.

**Le sénateur Kirby:** Ensuite, il vous a demandé où le pétrole brut serait raffiné; pour donner une réponse définitive à ces deux questions, ne sera-t-il pas d'abord nécessaire de conclure une entente avec Terre-Neuve?

**Le sénateur Doody:** Voilà la question importante à poser.

**M. Tellier:** Sénateur, nous parlons de gros investissements, et je suis certain que les sociétés partenaires dans l'exploitation du champ d'Hibernia, c'est-à-dire Mobil, Gulf et, bien sûr, Petro-Canada, aimeraient savoir dans les plus brefs délais quelles seront les règles du jeu en matière d'administration, de fiscalité et ainsi de suite. Je n'irai pas jusqu'à dire que l'absence d'une entente avec Terre-Neuve constituerait un obstacle majeur à la mise en valeur de ce gisement, mais il vaudrait certainement mieux qu'une entente soit conclue avant que le plan d'exploitation ne soit approuvé, c'est-à-dire l'année prochaine.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le président, il y a une foule de questions que je suis tenté de poser dès maintenant, mais j'aimerais d'abord parler de l'exportation et de l'importation du pétrole brut. Cet aspect du problème me préoccupe beaucoup depuis un certain temps. Si je vous ai bien compris, monsieur Tellier, vous avez dit que vous subventionniez le transport du pétrole de Montréal vers l'Est.

**M. Tellier:** Oui, le transport seulement.

**Le sénateur Guay:** Voilà ce qui me préoccupe, car la plus grande partie du pétrole que vous transportez vers l'Est est importée, je présume.

**M. Tellier:** Non, c'est du pétrole brut de l'Ouest.

**Le sénateur Guay:** Je vais revenir là-dessus également parce que je me préoccupe du pétrole brut canadien. Je crois qu'il est d'une bien meilleure qualité que celui que nous importons. Je

[*Text*]

are importing. I want to emphasize that aspect of it. Why do we import so much oil when our suppliers in western Canada could supply us with much more than they are? We have travelled through Lloydminster and southern Saskatchewan and we have heard that that is one of their complaints. They have to ship their oil to the states and in many cases they are concerned with short contracts, in terms of time, which the government allows them. First of all, they would like a long-term contract with the Americans of perhaps a year instead of short-term contracts.

Perhaps you can enlighten me on that aspect of it. I would like to hear your comments in respect to the price and why we do not use more of our oil, because there is plenty of it.

**Mr. Tellier:** Either you believe or do not believe in the wisdom of having access to foreign sources. As I responded to Senator Kelly, although in 1983 we were self-sufficient, we knew that before the end of the decade we would be in a situation where we would consume more oil in this country than we were producing. Therefore, if you believe this and if you believe that it is wise to maintain the foreign sources of supply, then you sign a long-term contract. We have one with the Mexicans at 44,000 barrels a day, and we have one with Venezuela at 75,000 barrels a day. If you agree that we should not be cut off from the foreign sources of supply, then you have this huge pipeline coming in from Portland, Maine, to Montreal and you cannot turn it on and off. Therefore, during a certain period of the year you need a bare minimum because otherwise you get involved in all kinds of technical difficulties. That is why I was saying this is a pipeline which can handle in excess of 300,000 barrels a day. When you only have 50,000 barrels a day going through that pipeline on a cold winter day, that is only 20 per cent of the true capacity of that pipeline. Therefore, these three factors are important. First, do you believe in keeping a contract alive with the Mexicans and with the Venezuelans and keeping that pipeline open year round. If you agree with that, you have to accept a limited amount of imports. The number that comes to mind is 175,000 barrels a day. We are shipping crude eastward to the largest possible extent. Of course, if you are going to say that you do not agree with my premise that we should maintain friendly relations with Mexico and Venezuela and forget about these sources of supply, then we could cut off that contract and use more western crude. If you accept my premise, that is why I am saying that the number of imports that could be displaced in the east by western crude is almost nil at this point in time.

**Senator Guay:** I do not think you will find a conflict if I disagree with you, Mr. Tellier, but if ships can deliver goods through a port in Vancouver or Montreal for the same price, why could they not deposit imported oil from either Mexico or Venezuela at the eastern port and you would not have to subsidize the transportation. Has that been considered?

[*Traduction*]

vais préciser ma pensée. Pourquoi importons-nous tant de pétrole quand nos fournisseurs des provinces de l'Ouest pourraient nous en expédier beaucoup plus qu'ils ne l'ont fait jusqu'à maintenant. Nous nous sommes rendus à Lloydminster et dans le sud de la Saskatchewan, et c'est l'un des griefs que nous avons entendus le plus souvent. Les fournisseurs de l'Ouest doivent exporter leur pétrole aux États-Unis, et beaucoup d'entre eux ne sont pas satisfaits des contrats de courte durée que le gouvernement leur accorde. D'abord, ils voudraient conclure des contrats à long terme avec les Américains, c'est-à-dire des contrats d'un an, peut-être, au lieu des contrats à court terme qu'ils signent actuellement.

Peut-être pourriez-vous m'éclairer à ce sujet. Voudriez-vous me donner votre opinion sur le prix de notre pétrole et me dire pourquoi nous n'en faisons pas une plus grande utilisation si nous en avons tant que cela.

**M. Tellier:** On croit ou on ne croit pas à la sagesse de l'approvisionnement à des sources étrangères. Comme je l'ai dit au sénateur Kelly, nous étions peut-être autosuffisants en 1983, mais nous savions qu'avant la fin de la décennie, nous consommerions plus de pétrole que nous n'en produirions. Par conséquent, quand on sait cela et qu'on est convaincu qu'il est sage de maintenir les sources d'approvisionnement étrangères, on signe un contrat à long terme. Nous en avons donc conclu un de 44 000 barils de pétrole par jour avec le Mexique et nous importons 30 000 barils par jour du Venezuela. Nous avons décidé de signer des contrats avec des fournisseurs étrangers et pour cette raison, il y a un énorme pipeline qui court de Portland, dans le Maine, jusqu'à Montréal et le robinet se trouve à l'autre bout. Donc, pendant une certaine période de l'année, nous avons besoin d'un minimum de pétrole pour éviter toutes sortes de problèmes techniques. C'est pourquoi je disais que ce pipeline peut transporter presque 500 000 barils par jour. Lorsqu'au plus fort de l'hiver, le pipeline ne transporte que 10 000 barils par jour, il fonctionne à 20 p. 100 seulement de sa véritable capacité. Ainsi, ces trois facteurs sont importants. D'abord, il faut se demander s'il est bon d'avoir une entente à long terme avec le Mexique et le Venezuela et de garder le pipeline ouvert toute l'année. Dans l'affirmative, on est obligé d'accepter d'importer un minimum de pétrole. Le chiffre qui vient à l'esprit est de 175 000 barils par jour. Nous transportons le plus de pétrole brut que nous pouvons vers l'Est. Évidemment, si nous décidions de ne pas maintenir de relations amicales avec le Mexique et le Venezuela et d'oublier ces sources d'approvisionnement, nous pourrions mettre un terme à ces contrats et utiliser plus de pétrole brut de l'Ouest. Par contre, lorsqu'on accepte le raisonnement que je viens d'exposer, on doit convenir que la quantité de pétrole importé que nous pourrions remplacer dans l'Est par du pétrole brut produit dans l'Ouest est presque nulle à l'heure actuelle.

**Le sénateur Guay:** Je crois que cela importerait peu que je ne sois pas d'accord avec vous, monsieur Tellier, mais s'il est possible de livrer des marchandises par bateau à Vancouver et à Montréal pour le même prix, pourquoi ne peut-on pas livrer du pétrole importé du Mexique ou du Venezuela à un port de l'Est plutôt qu'à Montréal, ce qui nous éviterait d'avoir à en

[*Text*]

**Mr. Tellier:** When the western producers have a shut-in problem, for example, if they have oil that they could produce but do not have a place to market it, you can do one of two things to resolve it. You can export the oil across the border into the United States or you can try to increase the markets in the east for that western crude. Therefore, that crude comes all the way through the Interprovincial Pipeline from Sarnia to Montreal and then, as an incentive for the eastern refiners to use that western crude, we say that we will subsidize the transportation costs of that western crude from Montreal eastward. That subsidy is coming out of the petroleum compensation charge.

**The Chairman:** You mentioned the agreements with Mexico and Venezuela. In the event of an offshore disruption of supply, would those agreements remain in effect and be valid, or would the supplies from Venezuela and Mexico be subject to the sharing arrangements under the International Energy Agency Agreements?

**Mr. Tellier:** These two contracts would remain intact, Mr. Chairman, as soon as there is a 7 per cent disruption in the source of supply of the international agency membership. There is a kind of prorating that falls into place. As a result, our access to crude from Venezuela or Mexico could remain intact but we would be expected as a member of IEA to contribute until the sources of supply dropped by more than 7 per cent.

**Senator Thériault:** I have one question which follows Senator Guay's line of questioning. You were talking about two pipelines one from Sarnia to Montreal and one from Portland, Maine.

**Mr. Tellier:** That is right.

**Senator Thériault:** The crude that is being subsidized from the Montreal-Sarnia pipeline is western crude?

**Senator Guay:** It is Canadian.

**Senator Thériault:** What oil goes through the Portlan-Montreal line? Where does it come from?

**Mr. Tellier:** It is imported.

**Senator Thériault:** Is that the Mexican oil?

**Mr. Tellier:** Yes, or the North Sea oil, because this is the most economical way to bring it to the Montreal refiners. They ship it from the tankers through that pipeline between Portland, Maine to Montreal, 350 miles away.

**Senator Thériault:** However, none of the imported or offshore oil that comes through that pipeline, goes to the maritimes?

**Senator Guay:** That would give you the best.

**Mr. Tellier:** No, I do not think so.

[*Traduction*]

subventionner le transport. Cette possibilité a-t-elle été étudiée?

**M. Tellier:** Lorsque les producteurs de l'Ouest sont obligés d'interrompre leur production, je veux dire lorsqu'ils sont capables de produire du pétrole, mais incapables de le commercialiser, ils ont le choix entre deux solutions. Ils peuvent exporter leur pétrole aux États-Unis ou accroître les marchés de l'Est pour y écouler leur production. Ce pétrole brut est donc acheminé dans le pipeline interprovincial de Sarnia à Montréal et, pour inciter les raffineurs de l'Est à acheter le pétrole brut de l'Ouest, nous promettons d'en subventionner le transport de Montréal jusque dans les Maritimes. Cette subvention est financée au moyen du prélèvement d'indemnisation pétrolière.

**Le président:** Vous avez parlé des accords conclus avec le Mexique et le Venezuela. Dans l'éventualité d'une interruption de l'approvisionnement étranger, ces accords resteraient-ils en vigueur ou le pétrole importé de ces deux pays serait-il assujetti aux accords de partage prévus dans les ententes de l'Agence internationale de l'énergie?

**M. Tellier:** Ces deux contrats resteraient en vigueur, monsieur le Président, pourvu que les pays membres de l'Agence internationale réduisent leurs livraisons de 7 p. 100. La répartition de l'approvisionnement deviendrait proportionnelle. Par conséquent, nous aurions toujours accès au pétrole brut du Venezuela et du Mexique, mais nous devrions, en temps que membre de l'Agence internationale de l'énergie, continuer de nous y tenir jusqu'à ce que l'approvisionnement étranger diminue de plus de 7 p. 100.

**Le sénateur Thériault:** J'ai une question qui fait suite à celles du sénateur Guay. Vous avez parlé de deux pipelines, l'un allant de Sarnia à Montréal et l'autre reliant Portland, dans le Maine, et Montréal.

**M. Tellier:** C'est exact.

**Le sénateur Thériault:** Le pétrole brut dont le transport par pipeline de Sarnia à Montréal est subventionné vient-il de l'Ouest?

**Le sénateur Guay:** C'est du pétrole canadien.

**Le sénateur Thériault:** D'où vient le pétrole transporté dans le pipeline qui relie Portland à Montréal?

**M. Tellier:** C'est du pétrole importé.

**Le sénateur Thériault:** Est-ce du pétrole mexicain?

**M. Tellier:** Oui, ou du pétrole de la Mer du Nord, parce que ce pipeline est le moyen le plus économique de le transporter jusqu'aux raffineries de Montréal. Il est transporté par pétrolier, puis acheminé par le pipeline depuis Portland, dans le Maine, jusqu'à Montréal, soit sur une distance de 350 milles.

**Le sénateur Thériault:** Par contre, pas une goutte de ce pétrole importé ou extrait au large des côtes et transporté par ce pipeline ne va dans les Maritimes?

**Le sénateur Guay:** Ce serait l'idéal.

**M. Tellier:** Non, je ne crois pas.

[*Text*]

**Senator Thériault:** I am asking whether, if Mexican oil goes to a refinery in Saint John, it comes through the Montreal pipeline?

**Mr. Tellier:** No, the ship would go directly to Saint John.

**Senator Doody:** I have a question about the frontier versus western exploration and development, but before getting into that I wonder, Mr. Chairman, whether we could ask the deputy minister to try to get us something more definite on that eastern security and supply situation. With respect, the information given so far has been sort of vague. Do we have the shipping capacity to carry the stuff? How do we handle the transportation in winter? It gets a little bit thick there sometimes, and if he could tell us exactly what contingency plans are in place so as to avoid a 1979 scenario or a repeat thereof, we would certainly appreciate it.

**Mr. Tellier:** Yes, Mr. Chairman. As you know, we have agreed that Mr. Rowland Priddle, who is the assistant deputy minister responsible for the petroleum sector and is surely one of the experts in this country on the movement of crude and so on, will appear before this committee at your request. I am sure that he will be glad to share with you the information. Senator, we could send you that information in writing.

**Senator Doody:** I would certainly appreciate that. To be a little provocative, I have heard industry say that it regards certain aspects of the NEP as being negative. It has been argued that the NEP is not an energy policy but is a policy of control over the industry in an attempt to shift the search for oil, gas and hydrocarbons from the west into the frontier lands. Whether it be an argument of provincial versus federal control or whatever, the policy appears to some people to be one of distribution of emphasis. It is argued that the NEP program emphasizes that shift.

It is also argued that this forces the industry into a short-term panic framework, that it has to plan that industry in terms of the lentth of time that the programs are in place and that these are often changed. That makes it sort of uncertain in terms of long-term planning. In an industry that requires capital investment of that nature, of course, security of policy and planning is necessary. Could you comment on that, sir? Is there any justification for the opinions of industry or are they just doubters, people of little faith?

**Mr. Tellier:** They are based, senator, on a certain number of assumptions or premises. I suppose one could even agree or disagree with some of these assumptions. Let me give you an

[*Traduction*]

**Le sénateur Thériault:** Si du pétrole mexicain était envoyé dans une raffinerie de Saint-Jean, emprunterait-il le pipeline de Montréal?

**M. Tellier:** Non, le pétrolier le livrerait directement à Saint-Jean.

**Le sénateur Doody:** J'aurais une question au sujet de la prospection et de l'exploitation dans les régions pionnières par opposition aux gisements de l'Ouest, mais avant, monsieur le Président, je voudrais demander au sous-ministre d'essayer d'être plus précis au sujet de la sécurité des approvisionnements dans l'Est. Avec tout le respect que je lui dois, je dois dire que les renseignements qu'il nous a donnés jusqu'à maintenant étaient plutôt vagues. Avons-nous assez de navires pour transporter tout le pétrole nécessaire? Comment allons-nous assurer le transport en hiver? La glace est parfois assez épaisse dans ces régions et s'il pouvait nous dire exactement quels plans d'urgence ont été conçus pour éviter que ne se reproduise la situation de 1979, je lui en serais très reconnaissant.

**M. Tellier:** Oui, monsieur le président. Comme vous le savez, nous avons convenu que M. Roland Priddle, sous-ministre adjoint responsable du secteur pétrolier et certainement l'un des plus grands experts canadiens dans le domaine du transport du pétrole brut, comparaîtra devant votre comité, selon votre désir. Je suis certain qu'il se fera un plaisir de vous donner toutes les précisions que vous demanderez. Sénateur, nous pourrions également vous envoyer ces renseignements par écrit.

**Le sénateur Doody:** J'en serais très heureux. Sur une note un peu plus provocante, des représentants de l'industrie pétrolière m'ont dit qu'à leur avis, le PEN comporte des éléments négatifs. Certains maintiennent que le PEN n'est pas véritablement une politique énergétique, mais plutôt une politique de contrôle du secteur afin de faire passer le gros de l'exploration du pétrole, du gaz et des hydrocarbures de l'Ouest vers les régions pionnières. Qu'il s'agisse ou non d'une course au pouvoir opposant les gouvernements provinciaux et fédéral, l'objet de cette politique demeure, aux yeux de certains, une tentative visant à déterminer où mettre l'accent. Quoi qu'il en soit, certains soutiennent que le Programme énergétique national a pour effet de faire valoir ce transfert des activités vers les régions pionnières.

Par ailleurs, on estime que cette orientation impose à l'industrie un rythme de planification à court terme qui soit quelque peu précipité; en effet, la planification comme telle doit s'opérer dans les échéances fixées pour les programmes établis qui, d'ailleurs, se trouvent souvent modifiées. Par conséquent, la planification à long terme demeure plutôt incertaine. Évidemment, dans un secteur industriel qui requiert des immobilisations de cette importance, une certaine sécurité s'impose en ce qui concerne l'établissement des politiques et la planification. Pourriez-vous, monsieur, commenter cette question? Les opinions que nous venons de citer sont-elles justifiées ou demeurent-elles le lot de perplexes, de gens de peu de foi?

**M. Tellier:** Ces opinions, sénateur, se fondent sur une certain nombre d'assertions ou de prémises qui, je suppose, peuvent être contestables. Laissez-moi vous citer un exemple;

[*Text*]

example. Our exploration policy on Canada lands is predicated upon the belief that this country needs to know, as soon as possible, what we have out there. As a result, when exploration agreements are signed between the government and oil companies, we tend to put the emphasis on drilling new wells—what we call wildcats—as opposed to delineating wells around discoveries. I suppose that if you were to have four geologists in this room you would get five opinions as to whether it is a good or bad policy.

**Senator Doody:** Perhaps they would be of different political persuasions.

**Mr. Tellier:** It is based on that, so one of the objectives is to try to know as much as we can in terms of what we have out there.

You will hear from time to time that Ben Nevis or Hebron on the Grand Banks were discovered in 1980 or 1981 and that few delineation wells have been drilled. Well, the reason for that is based on the premise I have outlined and I can recognize anybody who will challenge that premise. The rationale behind it is that, by the end of the first generation of these exploration agreements—1985 or 1986—we will have wildcats on most of the Canada lands and will have a clue as to what we have. Then, the second time around, they will come back and start drilling around these good prospects or these good discoveries.

I agree with you, however, that there is room for disagreement on that.

**Senator Doody:** It has been argued that the revenues from western production are channelled into frontier development and that at this point this is not in the best interests of the economy of Canada. I suppose that also is an arguable point, one on which I do not want to be provocative. There are some questions on which yet can't comment, if they are policy questions.

**Mr. Tellier:** I was giving you, senator, some facts. In 1983, for instance, it was a darn good year in terms of drilling activities in Alberta. It was a boom year in Saskatchewan, as well. But it is difficult to speculate. If you did not have the PIP program, and, as a result, if there were fewer activities on the Scotian shelf, on the Grand Banks or in the Beaufort, would you, as a result, have more activity in the western basin? It is very difficult to tell.

**Senator Doody:** Perhaps if programs were developed, you would have PIP grants for that.

**Senator Guay:** I do not want to interrupt Senator Doody, but I should like to ask a supplementary on the PIP grants myself.

**The Chairman:** Perhaps we could finish the questions on security of supply. I have one such question myself. Under the

[*Traduction*]

notre politique d'exploration des territoires canadiens part du principe que notre pays doit connaître, le plus tôt possible, l'importance de ses ressources. Par conséquent, lors de la signature d'ententes en matière d'exploration entre le gouvernement et les sociétés pétrolières, nous avons tendance à mettre l'accent sur le forage de nouveaux puits, que nous appelons forage de prospection, plutôt que d'aménager des puits autour des réserves découvertes. Je suppose que si vous étiez en mesure d'interroger, ici même, quatre géologistes, vous obtiendriez cinq opinions différentes en ce qui concerne la pertinence de cette politique.

**Le sénateur Doody:** Évidemment, leurs allégeances politiques différeraient sans doute.

**M. Tellier:** Voilà donc les différents facteurs déterminants. L'un des principaux objectifs de la politique consiste à en savoir le plus possible sur les ressources existantes.

Il vous arrivera sans doute d'entendre dire que les réserves de Ben Nevis ou d'Hebron, près des Grands bancs, ont été découvertes en 1980 ou 1981, et que très peu de puits de délimitation ont depuis été forés. Eh bien, ce fait se justifie par les facteurs mêmes que je viens d'énoncer, et je défie ceux qui veulent les mettre en doute. Le raisonnement qui s'applique est donc le suivant: d'ici la fin de la première génération d'ententes en matière d'exploration, c'est-à-dire 1985 ou 1986, nous aurons prospecté la plupart des territoires canadiens et nous connaîtrons mieux l'étendue de nos ressources. Ensuite, dans un deuxième temps, nous reviendrons forer autour des gisements prometteurs.

Je vous concède, cependant, que cette démarche puisse être contestable.

**Le sénateur Doody:** Certains ont maintenu que les revenus provenant de la production de l'Ouest du pays ont massivement été réinvestis dans l'exploration des régions pionnières, et que cela ne servirait pas nécessairement l'intérêt de notre économie, à l'heure actuelle. Mais je suppose que ce point pourrait également être débattu, et je ne voudrais aucunement soulever de controverse. Bien entendu, vous ne pouvez vous permettre de commenter des questions de nature politique.

**M. Tellier:** Je m'en suis tenu aux faits, sénateur. Par exemple, l'année 1983 s'est révélée très favorable aux activités de forage en Alberta. Cette même année fut également très fructueuse en Saskatchewan. Toutefois, il serait difficile de spéculer sur ces points. En l'absence du PESP, et advenant une réduction conséquente des activités sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, au large des Grands bancs ou dans la Mer de Beaufort, y aurait-il vraisemblablement une recrudescence des activités dans le bassin occidental? C'est difficile à prévoir?

**Le sénateur Doody:** Peut-être y aurait-il moyen d'obtenir des subventions du PESP pour l'élaboration de nouveaux programmes.

**Le sénateur Guay:** Je ne voudrais pas interrompre le sénateur Doody, mais j'aurais également une question à poser sur les subventions du PESP.

**Le président:** Peut-être devrions-nous d'abord vider le sujet de la sécurité des approvisionnements. J'aurais moi-même une

[*Text*]

National Energy Program, as I recall it, the Government of Canada was going to invest $500 million in the extension of the pipeline to Halifax and Vancouver Island. In the light of the discoveries on the east coast, as you have indicated, that proposal is now on hold because we will supply maritime Canada from what has been discoverd there. I tell you, however, that I can remember the TQ&M coming before this committee with a map of the pipeline, showing how it was going to supply western Canadian gas until those came onstream, at which time we would reverse it and run it the other way.

**Senator Thériault:** I thought I asked that question a little earlier, Mr. Chairman.

**Mr. Tellier:** Yes, I understand that it would be possible to take a decision now to go on with the eastern leg of the TQ&M pipeline, and reserve the flow of that pipeline once the gas is available. Again, one has to consider the degree of certainty and uncertainty in terms of financing and so on.

**The Chairman:** At any rate, the pipeline now just goes to Quebec City and we are building on laterals. Am I correct in saying that there is $50 million available for the construction of trunk lines?

**Mr. Tellier:** I think, Mr. Chairman, that it is more than that. I think that the construction of the extension to Lac St-Jean is in the neighbourhood of $200 million.

**The Chairman:** Is that our contribution?

**Mr. Tellier:** Yes, that is our contribution to the extension to Lac St-Jean, and this is justified because the Government of Canada insisted on making sure that contracts would be signed for that gas before committing itself to the financing or providing that grant. I think that, at this point in time, something like 65 per cent of the through-put is more or less firm. The big user which tilted the balance in favour of the pipeline was Alcan.

**The Chairman:** Was your opposition not Hydro in that area, not oil?

**Mr. Tellier:** Yes. The main opposition to natural gas in Quebec is Quebec Hydro, as a result of its significant surplus in power. You are right.

**Senator Thériault:** Approximately six years ago a decision was taken that we would have a gas pipeline to the Maritimes or the Atlantic provinces. Everything was set up. It was to be a reversible pipeline. Can you explain why it did not come about?

**Mr. Tellier:** The answer is that the two partners in the Trans Quebec and Maritime Pipeline, Trans Canada Pipeline and Nova, as a result of commercial reserves becoming available in Sable gas—

[*Traduction*]

question à poser à cet égard. Dans le cadre du Programme énergétique national, si je me souviens bien, le gouvernement du Canada s'engageait à investir 500 millions de dollars pour la prolongation du pipe-line jusqu'à Halifax et à l'île de Vancouver. Compte tenu des découvertes effectuées sur la côte est, comme vous l'avez indiqué, ce projet a donc dû être interrompu, puisque les Maritimes s'approvisionneront désormais à même ces réserves. Je me souviens, cependant, d'un exposé faite devant ce comité par des représentants du TQ et M, qui nous avaient indiqué, sur une carte, comment l'approvisionnement de gaz provenant de l'Ouest du Canada serait acheminé vers l'Est, jusqu'au moment de l'entrée en exploitation de ces nouvelles réserves, le flux étant alors inversé de sorte que l'approvisionnement fasse dans l'autre sens.

**Le sénateur Thériault:** Je croyais avoir déjà posé cette question, monsieur le président.

**M. Tellier:** Oui, je crois qu'il serait actuellement possible d'approuver l'installation de l'embranchement est du gazoduc TransQuébec et Maritimes, et d'en inverser le flux au moment de l'entrée en exploitation du gaz. Encore une fois, il faut tenir compte des possibilités de financement, et ainsi de suite.

**Le président:** Quoiqu'il en soit, le pipe-line s'arrête pour l'instant à Québec, et l'on procède actuellement à l'installation de raccordements. Est-il exact que la somme de 50 millions de dollars a été octroyée pour la construction de conduites principales.

**M. Tellier:** Je crois, monsieur le président, qu'il s'agit d'une somme plus considérable. Je pense, en effet, que le coût de construction du prolongement jusqu'au lac Saint-Jean est d'environ 200 millions de dollars.

**Le président:** Est-ce là notre contribution?

**M. Tellier:** Oui, c'est le montant que nous avons contribué pour le prolongement du pipe-line jusqu'au lac Saint-Jean, et cette subvention se justifie par le fait que le gouvernement du Canada a voulu que la signature de ces contrats soit garantie avant de s'engager à accorder quelque forme de financement. Je crois qu'à l'heure actuelle, on parle d'environ 65p. 100 de la production garantie. La décision en faveur de la construction du pipe-line a largement été influencée par l'Alcan.

**Le président:** L'opposition à ce projet ne provenait-il pas des producteurs d'hydro-électricité, plutôt que de pétrole?

**M. Tellier:** Oui. Au Québec, le principal opposant à l'exploitation du gaz naturel était Hydro-Québec, qui faisait valoir son important excédent de production énergétique. Vous avez raison.

**Le sénateur Thériault:** Il y a environ six ans, une décision avait été rendue en faveur de la construction d'un gazoduc qui alimenterait les Maritimes ou les provinces de l'Atlantique. Tout avait été mis sur pied à cette fin. Il s'agissait d'un pipe-line réversible. Pouvez-vous nous expliquer pourquoi ce projet ne s'est pas concrétisé?

**M. Tellier:** La réponse à cette question est que les deux partenaires du gazoduc TransQuébec et Maritimes, soit Trans Canada Pipeline et Nova, comme suite à la production de réserves commerciales de gaz provenant de l'Ile de Sable . . .

[*Text*]

**Senator Thériault:** At the time everything was to be reversible. In other words we would have western gas until the eastern gas came onstream and then the pipeline would flow the other way. When did that change?

**Mr. Tellier:** If I had to put a date to it I would say that the proponents of the maritime components started to reconsider their original plan sometime in 1982.

**Senator Thériault:** Why?

**Mr. Tellier:** Because of the economics.

**Senator Thériault:** What is the difference in economics between 1982 and 1979?

**Mr. Tellier:** It would be much cheaper to construct a pipeline which does not have to be reversible.

**Senator Thériault:** Can we get figures on that? I have argued with the Government of New Brunswick that we would get the pipeline and they said we would not. They were right and I was wrong and I want to know why.

**Mr. Tellier:** Basically it is government intervention and it is for the proponents to decide.

**Senator Kirby:** The first thing I should do is congratulate the Deputy Minister on a super performance. I have always been impressed with the way deputy ministers perform before these committees. One of the things which impressed me is his selective use of data, which I suspect is something—

**Senator Thériault:** You should be an expert.

**Senator Kirby:** I have had lot of experience at it. I notice, for example, that one of the things the deputy minister stressed was the fact that the Toronto city gate price for natural gas is still at the 65 per cent gas-oil price ratio that had been announced in the NEP. I think I also heard him say that the domestic oil price, the blended price, was now 91 per cent of the world oil price. I believe I am also correct that he probably neglected to say that that 91 p. cent was originally 85 p. cent in the NEP. I would like to know if I am right on that and, if so, I am led to ask why we have a pricing scheme in which the consumers share all the penalties and the risks of increasing world oil prices and fail to get the benefit when prices go the other way?

While the deputy is thinking about that question, I have another one for him. Many of the people who will appear before us will make a whole series of arguments about the way the NEP does and does not treat various parts of the industry fairly. Obviously "fairly" is a subjective word. Has the department done any international comparisons, particularly comparisons that include countries other than the United States such as Norway, the United Kingdom and so on, in terms of

[*Traduction*]

**Le sénateur Thériault:** A l'époque, tous les pipes-lines devaient être réversibles. En d'autres termes, l'approvisionnement aurait consisté initialement en gaz provenant de l'Ouest, jusqu'au début des travaux d'exploitation dans l'Est; à ce moment, le flux aurait été inversé. Quand en a-t-il été décidé autrement?

**M. Tellier:** Pour être précis, je dirais que les instigateurs du projet de raccordement des Maritimes ont commencé à remanier leur plan initial au cours de 1982.

**Le sénateur Thériault:** Pourquoi?

**M. Tellier:** Pour des raisons économiques.

**Le sénateur Thériault:** Quel changement a pu se produire sur le plan économique entre 1979 et 1982?

**M. Tellier:** Il devenait évidemment beaucoup plus économique de construire un pipe-line qui ne soit pas nécessairement réversible.

**Le sénateur Thériault:** Pouvez-vous nous citer des chiffres à l'appui? J'ai argumenté avec des responsables du gouvernement provincial du Nouveau Brunswick quant à l'éventualité de la construction de ce pipe-line. Je vois maintenant qu'ils avaient raison et que j'avais tort, et je voudrais savoir pourquoi.

**M. Tellier:** Fondamentalement, il s'agit d'une question d'intervention gouvernementale, et la décision incombe aux instigateurs du projet.

**Le sénateur Kirby:** Je devrais d'abord féliciter le sous-ministre pour sa prestation vraiment remarquable. J'ai toujours été impressionné par la façon dont les sous-ministres se produisaient devant les comités. Je suis particulièrement épaté par l'utilisation sélective des données que je soupçonne être . . .

**Le sénateur Thériault:** Évidemment, vous parlez en tant que spécialiste.

**Le sénateur Kirby:** J'ai pu accumuler beaucoup d'expérience dans ce genre de choses. Je remarque, par exemple, que le sous-ministre a notamment insisté sur le fait que le prix exigé pour le gaz naturel à l'arrivée à Toronto demeure au taux de 65 p. 100 du rapport gaz-pétrole annoncé dans le PEN. Je crois également l'avoir entendu déclarer que le prix du pétrole domestique, le prix pondéré, représentait actuellement 91 p. 100 du prix mondial. En outre, je ne crois pas me tromper en alléguant qu'il ait omis de préciser que le taux initial établi dans le PEN était de 85 p. 100. Je voudrais d'abord savoir si j'ai raison et, dans l'affirmative, pourquoi nous exploitons un système d'établissement des prix en vertu duquel les consommateurs doivent assumer tous les risques et désavantages liés à l'augmentation du prix mondial du pétrole, sans pour autant espérer bénéficier d'une éventuelle réduction?

Pendant que le sous-ministre réfléchit à cette question, je voudrais lui en poser une autre. Bon nombre des témoins qui comparaîtront devant nous présenteront toute une série d'arguments en ce qui concerne l'équité ou l'injustice des mesures prévues dans le PEN à l'égard des différents échelons du secteur industriel. Évidemment, les termes «équité» et «injustice» prêtent à interprétation. Le ministère a-t-il établi des comparaisons sur la scène internationale, particulièrement en

[*Text*]

looking at a variety of plans which would measure the amount that the industry gets per barrel or whatever scheme is used. It seems to me that many of the comments one hears relate to the fact that certain things in Canada are different to what they are in the United States. If we are dealing with a world oil problem it would be interesting to know how the industry fares here compared, say, with Norway, the U.K. and elsewhere. Related to that question, in terms of the PIP grants and other incentive programs, has there been any attempt to do a cost benefit analysis of the real value of the programs? The Canadian public is putting a substantial amount of money into the PIP program and other incentive programs.

**Mr. Tellier:** On the first point, the NEP referred to the price of old oil not going above 75 p. cent of the international price and the blended price, which is a combination of the price of old oil and the price of special oil—that is, oil discovered between 1974 and 1981—and the international price not going above 85 p. cent. When the international price drop occurred about one year ago the government was faced with the choice of either rolling back prices and saying to the producer, "Since the old oil is priced at 85 p. cent instead of the 75 p. cent stated in the National Energy Policy there will be a roll-back of approximately $4 per barell", which would have significantly reduced the cashflow to the industry for reinvestment purposes and so on—or to say that since we have not achieved 91 p. cent of the blended price in the international market, lets get out of the rebate regime and move to the international price. For obvious reasons this is what the industry argued. The downside of that argument is that the price of oil would have gone up at an average of 9 p. cent, which would have had a significant macro-economic impact at a point in time when the government was undertaking very serious effort to control inflation. As a result the government opted for a traditional Canadian compromise, the status quo, and decided not to roll back the price and not to go to the international price but, basically, to agree that the situation we are in is as a result of international influences and, therefore, we will remain where we are. As a result, producers did not have to roll back prices. In return for that concession, because it meant moving away from the original intent, it was agreed that Alberta would forego increases in terms of the Alberta border price of gas. The 1981 agreement provided for a 26 cent increase per 1,000 cubic feet twice a year at the Alberta border. Therefore, when we negotiated with Alberta, the minister agreed that we were not going to roll back the oil prices, provided that Alberta and the producers would forego an increase in gas prices. That is where we are now in terms of the pricing policy.

In terms of the international comparison, it is difficult to compare the tax burden of the oil industry because there are so many factors that come into play, whether you are talking of

[*Traduction*]

ce qui concerne les pays autres que les États-Unis, notament la Norvège et le Royaume-uni, de manière à envisager différents plans visant à mesurer, entre autres, la part perçue par l'industrie. J'entends assez souvent des remarques sur le fait que la réalité canadienne diffère de la situation aux États-Unis. S'il s'agit véritablement d'un problème mondial en matière de pétrole, il serait intéressant de vérifier comment l'industrie canadienne s'en tire, par rapport à la Norvège, au Royaume-uni et à d'autres pays. En ce qui a trait à cette question, et plus précisément aux subventions du PESC et d'autres programmes d'encouragement, il serait bon de se demander si des analyses de rentabilité ont été entreprises pour déterminer la valeur réelle de ces programmes. Il ne faut pas oublier que le public canadien investit des sommes considérables dans les programmes de ce genre.

**M. Tellier:** Pour répondre à votre première question, le PEN fixait le prix maximal de l'ancien pétrole à 75 p. 100 du prix international et du prix pondéré, ce qui représente une combinaison du prix de l'ancien pétrole et du prix du pétrole spécial, c'est-à-dire le pétrole découvert entre 1974 et 1981, à condition que le prix international ne dépasse pas les 85 p. 100. Lorsque le prix international a soudainement chuté, il y a environ un an, le gouvernement se trouvait devant une alternative: la première solution était d'impoer un refoulement des prix, informant les producteurs qu'en raison de l'augmentation du prix de l'ancien pétrole à 85 p. 100 plutôt qu'à 75 p. 100, tel qu'annoncé dans la politique énergétique nationale, les prix seraient ramenés à environ $4 le baril, ce qui aurait notamment pour effet de réduire considérablement la marge de fonds disponibles aux fins de réinvestissement. La seconde solution était de déclarer que, n'ayant pas atteint 91 p. 100 du prix pondéré sur le marché international, il était préférable de laisser tomber l'actuel régime préferentiel, pour se conformer au prix international. Pour des raisons évidentes, cette deuxième solution a été favorisée par l'industrie. Elle posait toutefois comme désavantage une augmentation d'environ 9 p. 100 du prix du pétrole, qui devait avoir des incidences macro-économiques importantes, à un moment où le gouvernement entreprenait des efforts soutenus en vue de maîtriser l'inflation. Par conséquent, le gouvernement a opté pour un compromis traditionnellement canadien, le statut quo, et a décidé de ne pas refouler les prix, ni de se conformer au prix international, mais plutôt d'avouer que la situation découlait des circonstances internationales, et que, par conséquent, il n'y avait pas lieu de bouger. Les producteurs n'ont donc pas eu à baisser leurs prix. En retour, puisqu'il s'agissait d'un certain compromis par rapport aux objectifs initiaux, l'Alberta s'est vue autorisée à augmenter le prix du gaz à la frontière. L'entente, conclue en 1981, prévoyait une augmentation bi-annuelle de 26 cents les milles pieds cubes, à la frontière albertaine. Par conséquent, lorsque nous avons négocié avec l'Alberta, le ministre a consenti à ne pas faire baisser les prix du pétrole, à condition que la province et les producteurs s'engagent à augmenter les prix du gaz. C'est donc en ces termes que se définit la politique actuelle d'établissement des prix.

Pour ce qui est d'établir des comparaisons sur la scène internationale, il est difficile de comparer le fardeau fiscal imposé à l'industrie pétrolière de différents pays, puisque bien

[*Text*]

taxable or non-taxable, taxpaying companies or non-taxpaying companies, the cost of exploration and so on. One country which we have examined very closely is Norway, which as you know is a big oil producer, and the tax burden in this country is significantly lower than it is in Norway.

**Senator Kirby:** May I ask whether or not you can make that data available to us? I think it might make interesting data to comment on with other witnesses.

**Mr. Tellier:** With pleasure. On Senator Kirby's third question on PIP and whether we have done a cost-benefit analysis, the only thing I will say is that we have done an analysis and the big problem is that it is not more expensive than using tax write-offs. Again, it is difficult. One has to be very careful, very cautious, in making these comparison but by using a certain number of assumptions, if these exploration activities had been financed through the tax regime as opposed to a PIP-grant cheque being issued, the over-all cost on a five-year basis to the Canadian taxpayer, the difference would be very small indeed.

**Senator Kirby:** I appreciate that, Mr. Chairman. That simply says that you can either do it through tax incentives or by issuing a cheque. That was not my question, and I think the deputy minister probably appreciates that. My question was: How does the government, and therefore the investors, get some measure of whether or not the program, on the benefits being achieved by the Canadian public, stack up against the costs? I appreciate the fact that you can do it either way. That is simply a delivery mechanism and one can argue the pros and cons of that. However, the real question is: How do we know whether or not the program is effective?

Alternatively, if I might rephrase the question, now that the NEP has been in existence for some time, if you were asked by the Comptroller Gen, for example, to carry out an evaluation or a value-for-money test related to the program, do you have any idea what the answer to that would be?

**Dr. Leonard Good, Assistant Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources:** Perhaps I could just comment on that. This is a very difficult thing to deal with, but the benefits that you have talked about measuring are fundamentally the ones that Senator Hastings referred to earlier. One is presumably some contribution to Canadianization as an objective. The second is perhaps some contribution to security of supply as measured by increases in our oil and gas reserves. The fact of the matter is, however, that PIP is essentially an exploration incentive program which has generated a great deal of activity on the Canada lands. In other words, there have been significant amounts of reserves discovered in the last two years. There is a question as to whether or not they are economic, but there has been some contribution to reserves.

[*Traduction*]

des facteurs entrent en ligne de compte, notamment l'imposition ou la non-imposition, les sociétés contribuables ou non contribuables, et le coût de l'exploration. Par contre, nous avons examiné de très près l'industrie pétrolière de la Norvège qui, comme vous le savez sans doute, est un important producteur; ainsi, nous avons pu constater que le fardeau fiscal imposé à nos sociétés pétrolières est largement inférieur à celui en vigueur en Norvège.

**Le sénateur Kirby:** Puis-je vous demander s'il vous est possible de nous fournir des chiffres? Je crois qu'il pourrait être intéressant de discuter de ces données avec d'autres témoins.

**M. Tellier:** Avec plaisir. En ce qui a trait à la troisième question du sénateur Kirby, concernant le PESP et les analyses de rentabilité, je dois me contenter d'affirmer que nous avons procédé à une telle analyse, et que le grand problème réside dans le fait que ces mesures ne sont pas plus coûteuses que le recours aux amortissements fiscaux. Encore une fois, il s'agit d'une question difficile. Il faut être très prudent au moment d'établir de telles comparaisons, mais en se fondant sur un certain nombre d'hypothèses, nous pouvons présumer que si les activités d'exploration avaient été financées dans le cadre du régime fiscal, plutôt qu'avec l'octroi de subventions du PESP, la différence aurait été très minime, si l'on considère le coût quinquennal global imposé aux contribuables canadiens.

**Le sénateur Kirby:** Je veux bien, monsieur le président. Je sais maintenant que le financement pouvait s'opérer soit par le biais de mesures d'encouragement fiscal, soit par l'octroi d'une subvention mais tel n'était pas l'objet de ma question, et je crois que le sous-ministre le sait. Je voulais savoir comment le gouvernement, et par conséquent, les investisseurs, pouvaient évaluer si le programme ou les bénéfices transmis au public canadien contrebalançaient ou non le coût. J'admets qu'il puisse y avoir deux façons de procéder. Mais il s'agit d'une simple question d'administration dont les avantages et les inconvénients pourraient être discutés. Cependant, la véritable question est celle de savoir comment nous pouvons juger de l'efficacité réelle du programme.

Si je puis me permettre de formuler autrement ma question; compte tenu du fait que le PEN existe depuis un certain temps, si, par exemple, le Contrôleur général, vous demandait d'évaluer la rentabilité économique du programme, seriez-vous en mesure de prédire le résultat d'un tel examen?

**M. Leonard Good, sous-ministre adjoint, analyse de la politique énergétique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Je pourrais peut-être faire une remarque à ce sujet. C'est une question très difficile à déterminer, mais les avantages dont vous avez parlé à propos de l'évaluation sont essentiellement ceux que le sénateur Hastings a évoqués plus tôt. Le premier est apparemment la contribution à l'objectif de canadianisation. Le deuxième touche peut-être la sécurité des approvisionnements comme l'indique l'augmentation de nos réserves pétrolières et gazières. En fait, le Programme d'encouragement du secteur pétrolier est essentiellement un programme d'encouragement à l'exploration qui a fait accroître l'activité en ce domaine sur les terres canadiennes. On a découvert beaucoup de réserves au cours des deux dernières

[*Text*]

The fact is, though, that the activity in the Canada lands will not lead to production until probably 1990 at the earliest and probably sometime into the mid-to late 1990s. There is also some uncertainty on that until some of the technological and environmental economic issues are more fully resolved. In substance, one of the two major benefits that PIP should generate, security of supply is, at this point, still essentially immeasureable.

With respect to the second advantage, Canadianization, Mr. Tellier earlier quoted some numbers to you on Canadianization. The big gain, from 28 per cent to 38 per cent as a share of upstream production revenues, basically that stems from the acqusitions that took place in the last couple of years because that is a measure related to upstream petroleum revenues which are generated from production which is now going on, so that there can be no gains in terms of Canadianization measured in that way, because there will not be any production from the Canada lands for a few years, at least.

You then must start looking at Canadianization in a different way. Mr. Tellier referred, for example, to the increase in the number of operators on the Canada lands. He also referred to the increase in the quantity of Canada lands in which Canadian companies have an interest. Again, those are measures of potential for future control of upstream revenues. If there is no production, then having the land is of no value in terms of Canadianization. Therefore, the operator has marginal benefits. You are essentially operating wells that do not produce anything and while you are gaining some expertise and so on, and that is desirable, the gains are not great. Therefore on the benefit side, the point I would make fundamentally is that you simply cannot measure those benefits. In some sense, you must make a judgment about the degree or likely degree of progress on Canadianization, and a judgment must be made about how important security of supply is to you.

Perhaps I could make one comment on that security of supply issue. I was surprised at how much of the conversation is focussed on the need for security of supply, which is one of the objectives of the current policy. However, in some sense one of the reasons that senator Hastings called the committee was to, in effect, talk about the changes in the policy that might follow from the changes in the world environment.

The point I am trying to make is that, in some senses, the value of making security of supply an objective depends on how you see the world evolving over the decade. All of that is very judgmental and if we are very judgmental on the benefits side, many of those judgments are political judgments, and, in some sense, it should not be in your expectations that we can come forward with a formal benefit cost analysis for the PIP program.

**Senator Kirby:** The short answer to that, Mr. Chairman, was that he cannot measure it. That is just a concise summary. I have probably taken too much time. I assume the witnesses

[*Traduction*]

années, mais on peut se demander si elles sont vraiment exploitables, mais n'empêche que le programme a permis d'accroître les réserves.

Toutefois, les gisements des terres canadiennes ne seront probablement pas productifs avant 1990, au plus tôt, et peut-être même pas avant le milieu ou la fin des années 90. De plus, la question reste incertaine tant que les aspects technologiques, environnementaux et économiques n'auront pas été résolus. En somme, l'un des deux principaux avantages du Programme, à savoir la sécurité des approvisionnements, est, à ce moment-ci, impossible à mesurer.

Quant au deuxième objectif, celui de la canadianisation, M. Tellier a déjà cité des chiffres à ce sujet. Le gain important de 28 à 38 p. 100 au titre de la participation aux revenus de la production d'amont résulte essentiellement des acqusitions des deux dernières années. Ces recettes proviennent de la production actuelle. Le programme d'encouragement ne permet pas de parler de progrès en termes de canadianisation parce qu'il n'y aura pas de pétrole extrait des terres canadiennes avant quelques années tout au moins.

Il faut donc évaluer la canadianisation de façon différente. M. Tellier a parlé, par exemple, de l'augmentation des exploitants sur les terres canadiennes. Il a également mentionné l'augmentation du nombre des terres canadiennes sur lesquelles les compagnies canadiennes ont des droits. Il s'agit encore une fois des chiffres concernant l'éventuel contrôle des recettes d'amont. Sans production, la possession des terres n'a pas de valeur en termes de canadianisation. Par conséquent, l'exploitant n'en tire que des avantages marginaux. Essentiellement, il exploite des puits qui ne produisent rien et pendant qu'il acquiert les connaissances souhaitables, il ne réalise pas de grands gains. Alors pour ce qui est des avantages, je tiens à préciser essentiellement qu'ils ne sont tout simplement pas mesurables. Dans un sens, il faut déterminer le degré réel ou probable de progression de la canadianisation et déterminer dans quelle mesure la sécurité des approvisionnements est importante.

Je pourrais peut-être faire une remarque à propos de la sécurité des approvisionnements. J'ai été surpris de constater à quel point la conversation s'est concentrée sur ce sujet qui est l'un des objectifs de la politique actuelle. Toutefois, l'une des raisons pour lesquelles le sénateur Hastings a convoqué le comité était en fait pour discuter des modifications de politique qui pourraient être nécessaires en raison de l'évolution de la situation dans le monde.

Je veux dire que la valeur accordée à la sécurité des approvisionnements dépend de la façon dont on envisage l'évolution du monde au cours de la décennie. Toute cette vision est une question de jugement. Si nous portions bien des jugements dans le cas des avantages, parce que bien des décisions sont politiques. Vous ne devriez pas vous attendre à ce que nous vous présentions une analyse coûts-avantages en bonne et due forme du Programme d'encouragement du secteur pétrolier.

**Le sénateur Kirby:** En somme, monsieur le président, il n'est pas possible d'évaluer ces avantages. C'est en gros ce qui ressort de tout ceci. J'ai probablement pris trop de temps. Je

[*Text*]

will be back at sometime to talk about the back-in and other things.

**Senator Guay:** I was about to ask the deputy minister through you, Mr. Chairman, whether he is satisfied with the PIP program thus far. My second question is as to whether you intend to carry it on into 1986 and whether or not you intend to do it with any improvement. My third and last question is: While you are giving out those PIP grants, what kind of follow-up do you have to assure your department that the drilling of a particular well has been successful or not, or whether the company is just telling you that a particular well is no good and just putting a lid on it, only to reopen it at an opportune time, as far as they are concerned.

The reason I am asking that sort of question is that I am thinking of the many, many wells south of Brandon in south-western Manitoba which were dug in the 1960s and closed up. Lo and behold, they are so good today that they are even putting a pipeline in there. They are all working to beat the band. They have opened them all up. My question is in regard to PIP. You are giving those PIP grants and you may think the program is very successful; you may even think of carying on with that particular program. However, what measure do you have to analyse the reports that you may get in regard to a company's success or failure with those wells?

**Mr. Tellier:** First of all, the results of the testing, et cetera, are shared with COGLA, the Canadian Oil and Gas Line Administration. However, more importantly, senator, one has to keep in mind that in a very large majority of these exploration activities, you have a partnership; there is an operator, a firm which drills, but you have partners who have a 10 per cent, 15 per cent, 20 per cent, 30 per cent interest and their dollars are invested. A company that has a high degree of Canadian ownership would get 80 per cent but the range is anywhere between 25 and 80 per cent. That means that the partners within the partnership have very much a vested interest in making sure that the operator does not conceal good results and so on. Therefore I am confident that this provides the proper checks and balances.

In addition, we do not decide; it is for the companies to decide what is commercial and what is not and I am sure you are not suggesting that we should make that judgment. I am sure you are not suggesting that we should make that judgment. It is for the company to decide whether this or that discovery could be brought on stream and that the economy was good enough to make a decent return on their investment. We get the results but the final judgment in terms of what is or is not commercial is theirs.

**Senator Guay:** Do you intend to carry on with the program once it ends in 1986?

**Mr. Tellier:** As you know, senator, it is a question of government policy. The 1981 agreement was signed for five years. It is due to expire in December 1986, and it is very difficult at this point in time to speculate as to what will happen.

**Senator Guay:** Do you believe it has achieved its objectives? Are you satisfied with it?

[*Traduction*]

présume que les témoins reviendront pour discuter d'autres aspects.

**Le sénateur Guay:** J'étais sur le point de demander au sous-ministre, monsieur le président, s'il était satisfait du Programme d'encouragement du secteur pétrolier jusqu'à ce jour. Je veux aussi lui demander s'il a l'intention de le poursuivre jusqu'en 1986 et d'y apporter des améliorations. Enfin, j'aimerais savoir quel est le suivi permettant d'assurer le ministère que le forage d'un puits, subventionné dans le cadre du programme, a été un succès et que la compagnie n'ira pas le fermer pour le rouvrir à un moment qui lui sera opportun.

Je vous pose cette question en pensant aux nombreux puits au sud de Brandon, dans le Sud-Ouest du Manitoba, qui ont été forés au cours des années 60, puis fermés. Aujourd'hui, les gisements sont si riches que l'on va même construire un pipeline. Tous les puits ont été rouverts. Les subventions versées vous font peut-être croire que le programme d'encouragement du secteur pétrolier remporte un grand succès et peuvent même vous inciter à envisager de le poursuivre. Toutefois, comment pouvez-vous évaluer les rapports des compagnies de forage quant aux succès et aux échecs de leurs travaux?

**M. Tellier:** D'abord, j'aimerais préciser que les résultats des essais sont partagés avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). Toutefois, il y a un point encore plus important à se rappeler, monsieur le sénateur, c'est qu'une grande partie de ces activités d'exploration sont faites par des sociétés en nom collectif; il y a un exploitant, la compagnie de forage, mais il ne faut pas oublier les associés dont la participation est de 10, 15, 20 ou 30 p. 100 et dont le capital est investi. La participation d'une compagnie à forte représentation canadienne serait de 80 p. 100, mais elle peut se situer n'importe où entre 25 et 80 p. 100. Les associés ont donc grand intérêt à s'assurer que l'exploitant ne leur cache rien sur les résultats des travaux. Je suis sûr que ce contrôle suffit.

De plus, nous ne prenons pas les décisions; ce sont les compagnies qui décidentce qui est rentable et ce qui ne l'est pas et je suis convaincu que vous ne voudriez pas que nous nous prononcions là-dessus. Il appartient à la compagnie de décider si telle ou telle découverte mérite d'être exploitée et si elle sera suffisamment rentable. Nous sommes informés des résultats mais la décision finale sur la rentabilité d'un puits leur appartient.

**Le sénateur Guay:** Avez-vous l'intention de poursuivre le programme après 1986?

**M. Tellier:** Comme vous le savez, monsieur le sénateur, tout dépend de la politique du gouvernement. L'accord de 1981 a été signé pour cinq ans. Il doit prendre fin en décembre 1986 et il est très difficile à ce moment-ci de prédire l'avenir.

**Le sénateur Guay:** Estimez-vous qu'il a atteint ses objectifs? Êtes-vous satisfait du programme?

[*Text*]

**Mr. Tellier:** Yes, we are satisfied that it has achieved several objectives, if not all of them, that it was set up for. Basically, it was to provide incentives to ensure that we would know as quickly as possible what we had in terms of reserves on Canada lands. As I said, the level of activity in Canada lands has been very spectacular. If you look at the map of the east coast, you have ten drilling rigs offshore drilling at this moment. That is a lot of activity. We are finding out continuously what we have in the Canada lands, and instead of having only three Canadian companies out there we have seven. Instead of just having Imperial Oil and Mobil drilling there, we have stigy, Bow Valley, Canterra, and so on. There are many Canadian-owned companies who are involved in terms of buying an interest in this exploration program. For instance, there was a merger between Texaco, Sun Life, and Avco. Avco was not involved in this business three years ago and now it is investing some of its money in that program. Whether this is good, bad or indifferent is a question of judgment. I think it has been effective in the sense that it has achieved the objectives for which it was set up.

**Senator Doody:** Senator Thériault can go before me because his questions are more "PIP-able."

**Senator Thériault:** I attended a meeting this morning and I was informed along with other people from the maritimes that one of the downsides of the PIP grants, as far as the coasts of the country are concerned, is the effect it has on operators or explorers, or whoever receives those PIP grants, to go offshore to lease shipping facilities. I was told that one of the reasons for that was that the PIP grants do not take into consideration the capital costs. I was also told that in 1983 there were three times as much ship capacity being leased offshore than at any other time in the history of this country, and this at a time when the shipyards are almost all down and crying for work and we are trying to create jobs in this country. Do you have any comments to make on that?

**Mr. Tellier:** I would have to go back and check the facts in order to give you a specific answer, but I know that you are right in the sense that if you look at the eight or ten drilling rigs at this point in time on the east coast, certain of these drilling rigs were built either for Petro-Canada or for somebody else in Canadian shipyards and others were built abroad. We are trying to increase the number of drilling rigs being built in this country. It is a significant policy issue—I am just stating the issue here and not expressing an opinion—of how far we are ready to go in raising the costs of the exploration programs by 10 to 30 per cent as a result of forcing operators to use Canadian equipment. I am not saying that this is good or bad but just stating the issue.

**Senator Thériault:** I was told that, in fact, the capital costs are not taken into consideration and that that was one of the reasons.

**Mr. Tellier:** You are right, senator. The rate is established in terms of what is in relation to a so-called reasonable daily

[*Traduction*]

**M. Tellier:** Oui, nous sommes convaincus qu'il a atteint plusieurs, sinon tous les objectifs pour lesquels il avait été mis sur pied. Essentiellement, il visait à encourager l'exploration pour que nous puissions connaître le plus tôt possible l'importance des réserves du Canada. Comme je l'ai dit, le rythme des activités sur les terres du Canada a été spectaculaire. Si vous regardez la carte de la côte est, vous constaterez qu'il y a dix installations de sondage au large des côtes en ce moment. C'est beaucoup. Nous cherchons sans relâche à découvrir les ressources des terres du Canada et au lieu d'y avoir que trois compagnies sur les lieux, il y en a sept. En plus des forages des compagnies Imperial Oil et Mobil Oil, il y a ceux de Husky, Bow Valley, Canterra et les autres. Il y a aussi de nombreuses compagnies canadiennes qui achètent des intérêts dans le programme d'exploration. Par exemple, il y a eu fusion entre Texaco, Sun Life et Avco. Il y a trois ans Avco ne participait pas au programme et maintenant il y investit des capitaux. Que ce soit bon, mauvais ou sans importance reste une question de jugement. Je pense que le programme est efficace parce qu'il a atteint les objectifs pour lesquels il avait été instauré.

**Le sénateur Doody:** Le sénateur Thériault peut me précéder parce que ces questions ont plus rapport au programme d'encouragement du secteur pétrolier.

**Le sénateur Thériault:** J'ai assisté ce matin à une réunion où j'ai appris, avec d'autres personnes originaires des Maritimes, que les subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier influaient de façon néfaste sur les exploitants ou les explorateurs ou sur les bénéficiaires de ces subventions qui travaillent au large des côtes du pays parce qu'ils décident de louer leurs installations de navigation. J'ai appris que c'était entre autres parce que les subventions du Programme ne tenaient pas compte des coûts d'immobilisations. On m'a dit qu'en 1983 il y a eu trois fois plus de location d'installations au large des côtes qu'à tout autre moment dans l'histoire du pays alors que les chantiers de construction navale sont presque inactifs et cherchent désespérément du travail et alors que nous tentons de créer des emplois au pays. Avez-vous des remarques à faire à ce sujet?

**M. Tellier:** Il me faudrait vérifier les faits pour vous répondre avec précision, mais je sais que vous avez raison puisque sur les huit ou dix installations de sondage de la côte est, il y en a qui ont été construites par Petro-Canada ou par une autre compagnie dans les chantiers maritimes canadiens et d'autres qui l'ont été à l'étranger. Nous tentons d'augmenter le nombre d'installations de sondage construites au pays. C'est une question de principe importante, (que je mentionne sans me prononcer) que de savoir si nous sommes prêts à augmenter les coûts des programmes d'exploration de 10 à 30 p. 100 pour forcer les exploitants à utiliser de l'équipement canadien. Je ne dis pas que ce serait bon ou mauvais, je ne fais que soulever la question.

**Le sénateur Thériault:** J'ai appris que les coûts d'immobilisations n'étaient pas pris en considération et que c'était l'une des raisons du problème.

**M. Tellier:** Vous avez raison, monsieur le sénateur. Le taux est fixé d'après un tarif quotidien apparemment raisonnable.

[*Text*]

rate. If you have a semi-submersible capable of drilling in X number of feet of water which is anchored in the following fashion and has the following safety features and so on it gets a rate of so much. For instance, it may get a rate of 120,000 or 130,000 a day; then, that is what is established by the petroleum incentive administration as a reasonable average daily rate. Therefore, you can come in with a rig, wherever it came from, and you start drilling, and in terms of your drilling costs, what is "PIP-able",—you include all your costs,—your labour force, platform, pipes, and daily rate. If you come to us and say that this rig is so good that you should pay me $160,000 a day for that rig and we do not agree with you, we will pay no more than that. That is the way it works.

**Senator Thériault:** That applies to the supply ships?

**Mr. Tellier:** Yes.

**The Chairman:** Honourable senators, we will have the Petroleum Incentive Agency before us and perhaps your nuts and bolts questions could await the witnesses at that time. Do you have any questions to ask, Senator Doody?

**Senator Doody:** I wanted to ask some questions on the cost of Canadianization in terms of inflation and interest rates, but I think that is beyond our capability this evening. Earlier on the witness told us that the government's share of the revenue pie had gone from 7 p. cent to 16 per cent with no detrimental effect to industry. I wonder where that additional percentage came from if it did not come from industry? Somebody made the contribution.

**Mr. Tellier:** Yes, the provincial government.

**Senator Doody:** Alberta, I see.

**The Chairman:** Mr. Tellier, I do not think that we are finished. We have had time to cover one out of the three areas we had planned to discuss today. We will have to ask you to return on April 11, if you do not mind.

**Mr. Tellier:** With pleasure, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Honourable senators, we will continue with Mr. Tellier at 4 o'clock on April 11.

There is one question, Mr. Tellier, on which the committee would like to have your answer at your convenience. Could the department prepare its estimate of oil supply and demand in 1990, with a breakdown of sources of supply and sectors of demand?

**Mr. Tellier:** Yes. we have a study of it.

**The Chairman:** The meeting is adjourned. We will meet again on Tuesday next 9.30 a.m., when the witnesses will be representatives of the Canadian Petroleum Association. I would ask honourable senators to attend a brief *in camera* meeting.

The committee proceeded in camera.

[*Traduction*]

Un semi-submersible en mesure de forer à tant de pieds d'eau, ancré de telle façon et doté de tel dispositif de sécurité correspond à tel ou tel tarif. Par exemple, il peut valoir 120 000 ou de $130 000 par jour; c'est le taux quotidien moyen et raisonnable établi par l'administration du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Par conséquent, on peut installer un appareil de sondage, peut importe d'où il vient, commencer à forer et les coûts qui sont subventionnables par le programme sont ceux de la main-d'œuvre de la plate-forme et des tiges de forage et le taux quotidien. Même si l'exploitant juge qu'en raison de la qualité de ses installations de sondage, il devrait recevoir $160 000 par jour, nous ne lui verserons pas plus que ce qui a été fixé si nous ne le jugeons pas utile. C'est ainsi que le programme fonctionne.

**Le sénateur Thériault:** Ces principes s'appliquent-ils aux réservoirs?

**M. Tellier:** Oui.

**Le président:** Honorables sénateurs, des représentants de l'Agence des mesures d'encouragement du secteur pétrolier viendront témoigner devant nous et vous aurez alors l'occasion de leur poser des questions d'ordre pratique.

**Le sénateur Doody:** Je voulais poser une question à propos du coût de la canadianisation, en termes d'inflation et de taux d'intérêt, mais je pense que ce ne sera pas possible ce soir. Notre témoin nous a dit plus tôt que la part des recettes publiques étaient passées de 7 à 16 p. 100 sans nuire à l'industrie. Je me demande d'où cette augmentation peut bien venir si ce n'est pas de l'industrie?

**M. Tellier:** Du gouvernement provincial.

**Le sénateur Doody:** De l'Alberta, j'imagine.

**Le président:** Monsieur Tellier, je crois pas que nous ayons fini. Nous avons réussi à passer en revue l'un des trois domaines que nous avions prévus de discuter aujourd'hui. Nous devons vous demander de revenir le 11 avril, si vous n'avez pas d'objection.

**M. Tellier:** Avec plaisir, monsieur le président.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous poursuivrons notre discussion avec M. Tellier le 11 avril à 16 heures.

Il y a un point, monsieur Tellier, sur lequel le comité aimerait que vous lui apportiez des précisions quand vous le voudrez bien. Le ministère pourrait-il estimer l'offre et la demande en pétrole en 1990 et énumérer les sources d'approvisionnement et les secteurs de la demande?

**M. Tellier:** Oui, nous avons une étude à ce sujet.

**Le président:** La séance est maintenant levée jusqu'à mardi, 9 h 30, alors que nous accueillerons des représentants de l'Association pétrolière canadienne. Je demanderais aux honorables sénateurs de bien vouloir rester pour une brève séance à *huis clos*.

La séance se poursuit à *huis clos*.

APPENDIX "1-A"

# Organization, Structure and Operations of the Energy Program Department of Energy, Mines and Resources

submitted to the

Standing Senate Committee
on
Energy and Natural Resources

April 4, 1984

Paul M. Tellier
Deputy Minister
Department of Energy, Mines and Resources

# ORGANIZATION, STRUCTURE AND OPERATIONS OF THE ENERGY PROGRAM THE DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES

On behalf of the Department of Energy, Mines and Resources, I am most happy to appear before you today in response to your request for an overview of the structure and operations of the Energy Program.

My presentation is divided into three parts. First, I want to trace briefly the evolution of the Department and its energy-related responsibilities from its creation in the mid-1960s to the present. I would then like to summarize the main responsibilities and concerns of the Energy Program. Finally, I would like to provide a sketch of the three sectors and two administrations which report to me, and the two energy agencies which report directly to the Minister of Energy, Mines and Resources.

This overview will provide an introduction to the later presentations, which have been scheduled with officials from different parts of the Energy Program. My intention now will be to describe how the separate parts of the organization fit together into a coordinated effort toward implementing the Government's energy policy.

## A BRIEF HISTORY

The Department of Energy, Mines and Resources was created in 1966 from the previous Department of Mines and Technical Surveys. Energy-related responsibilities in the Department were modest in those early years. However, the 1973 OPEC oil embargo, and the extraordinary increases in the world price of oil which ensued, shattered the view in Canada, as elsewhere, that continued secure and low-cost energy could be taken for granted. Following the 1973 crisis, the responsibilities of the Department grew in tandem with the Government's concern with the pricing, supply and use of energy. Conservation programs were launched, energy research and development efforts were accelerated, and our capacity to undertake energy analyses was strengthened.

By 1977, the energy group in EMR had developed into a sector consisting of energy commodity and analytical groups. The commodity groups specialized in petroleum, coal, electrical energy, uranium and nuclear energy, and renewable energy resources. The energy policy groups cooperated closely with the other energy agencies which reported to the Minister: Petro-Canada, National Energy Board, Atomic Energy of Canada

Ltd., Eldorado Nuclear Ltd., Atomic Energy Control Board, and Uranium Canada Ltd. The Energy Supplies Allocation Board (ESAB) was established in 1974, but the legislation carried a 1976 sunset clause. In view of the deteriorating international oil situation in the late 1970s, new legislation was introduced and approved by Parliament in 1979 to establish the present ESAB, with the Chairman reporting to the Minister. In 1978, the energy policy analytical capability and the energy commodity functions were further strengthened to reflect the government's continuing commitment to demand reduction and supply enhancement.

The second OPEC oil price shock reinforced the Government's concern with Canada's energy situation. It responded in 1980 with the National Energy Program, which further extended the responsibilities of the Department. The Petroleum Monitoring Agency (PMA) was established reporting directly to the Minister of Energy, Mines and Resources. In 1981, the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) was formed by a consolidation of EMR's Resource Management Branch with the equivalent branch in the Department of Indian Affairs and Northern Development. The Petroleum Incentives Administration (PIA) was established in June 1982 to administer the new Petroleum Incentives Program and the related Canadian Ownership and Control Determination Program.

The organization of the Energy Program as it stands today is illustrated in the attached chart.

## FIVE APPROACHES TO THE ENERGY PROBLEM

As the Energy Program has evolved, we have developed five broad approaches to the energy problem.

1. Demand Restraint and Oil Substitution
2. Supply Development
3. Managing the Canada Lands
4. Pricing
5. Information

These approaches were initially articulated in the 1976 Energy Strategy for Canada: Policies for Self Reliance.

Some of our earliest efforts in the Department have focussed on demand restraint or energy conservation. Canadians are high energy users, for many good reasons: climate, geography and our industrial structure to name but a few. But even a decade ago it was apparent that Canadians used too much energy, and certainly more than made economic sense in the context of high world oil prices. A broad range of programs has now been established to encourage Canadians to use energy wisely. Included are insulation grants, automobile fuel economy standards, support for renewable energy (such as solar

and biomass), energy audits, research and development and extensive information and education programs. We also encourage substitution away from oil towards more abundant energy sources such as natural gas, electricity and renewables.

The second broad approach adopted by EMR has been to support the development of Canada's massive energy resources. Activities in support of the exploration and development of oil and natural gas -- including the New Oil Reference Price and the Petroleum Incentives Program -- tend to dominate the public's perception. But the Department's activities extend well beyond oil and gas to coal, electricity and nuclear energy.

The third approach -- exploration and development in the Canada Lands -- poses a particular challenge to the Department. These lands are believed to contain Canada's largest remaining untapped reserves of conventional oil and gas. The high costs and risks of exploration in the frontiers and offshore has required special incentives. Such exploration activity must be effectively managed to ensure that the unique social, environmental and safety concerns are met.

The first and second OPEC price shocks in the mid-1970s brought radically higher oil and gas prices, which in turn provided the base for rapid income growth in petroleum-producing regions of the country. At the same time incomes were reduced sharply in petroleum-consuming regions. The Government has looked to energy pricing and taxation -- our fourth broad approach -- as a means of achieving some balance in the allocation of the benefits and burdens of energy, and to phase in the adjustment to higher energy costs. Since 1974, EMR has been responsible for negotiating, in cooperation with the Department of Finance and other key agencies of the Government, successive pricing and taxation agreements with the producing provinces, and has implemented these agreements through a system of administered prices, taxes and incentives.

The fifth approach concerns information. The increase in the Department's responsibilities has required a commensurate increase in our knowledge base. We have an extensive energy information system covering supply, demand, reserves, production, oil inventories, costs and industry financial performance. This information system helps to keep the industry and the public better informed, and is an essential ingredient for effective energy policy-making.

These five broad approaches to the energy problem (demand restraint and oil substitution, supply development, management of the Canada Lands, pricing and information) transcend the Department's internal organizational boundaries. Day-to-day coordination is achieved through a policy committee chaired by myself. In addition, there are separate policy coordination committees responsible for COGLA, petroleum compensation and program evaluation.

Before turning to a brief sketch of the functions of the seven organizational units which comprise the Energy Program, my presentation of the Department's energy-related activities would be incomplete without reference to the Earth Science, Research and Technology and Mineral Policy Sectors.

The Earth Science Sector, headed by William Hutchison, provides comprehensive information on the Canadian landmass, onshore and offshore, which is essential to the exploration, development and management of energy resources. The Earth Science Sector includes responsibility for maps, charts, aerial photographs, topographical surveys, geological and geodetic surveys, legal surveys, and for earth physics, which include seismology, geothermal studies, geomagnetism, gravity geodynamics, and the polar continental shelf project.

The Research and Technology Sector, led by Ken Whitham, undertakes a wide range of research related to the extraction, processing, utilization and conservation of energy resources. Research and Technology includes activities for energy research and development, mineral sciences, metallurgy research, explosives, and remote sensing.

The Mineral Policy Sector is headed by George Miller. It has responsibility for mineral and metals strategy, mineral resource supply and information, economic financial policy analysis, international energy concerns, and a wide range of industry liaison, reporting, and performance forecasting.

## ORGANIZATION OF THE ENERGY PROGRAM

### Energy Policy Analysis Sector (EPAS)

The Energy Policy Analysis Sector (EPAS), headed by Len Good, is responsible for advising on a wide range of energy policy issues. Implementation of the Government's energy objectives has required a continual re-evaluation and adjustment of instruments in response to a fast changing and, to a significant extent, unpredictable external environment. In this sense then, energy policy is not, and perhaps never can be, a settled, routine matter. Since its announcement in 1980, the NEP has been adjusted first by the initial federal provincial pricing and taxation agreements in 1981, an update in 1982 and subsequent amending agreements in 1983. EPAS provides a central policy analytical capability to advise on adjustments and on negotiations with producing provinces and major project sponsors.

To support its policy advisory function, EPAS:

- maintains computer models simulating the economic impacts of various alternatives;

- maintains an extensive data base on energy demand and supply;

- undertakes economic and financial analysis of major energy projects; and

- coordinates matters pertaining to the energy envelope.

EPAS is organized into five branches: Energy Strategy, Financial and Fiscal Analysis, Corporate Development and Economic Analysis, International Energy Relations, and Policy Coordination.

The Energy Strategy Branch makes recommendations on federal energy policies, strategies and activities and keeps Government fully aware of continuing and anticipated energy developments. This group provides direction and background analysis for energy policy initiatives that have an overall or strategic impact. In support of this function, the Branch tracks and forecasts Canada's energy supply-demand balance and monitors federal, provincial, territorial and industry energy activities.

The Financial and Fiscal Analysis Branch assesses (and advises on) the financial impact of existing and proposed energy policies on individual energy companies, on the energy industry and on the Federal Government. The Branch is responsible for financial and revenue-sharing analyses, which are used in federal-provincial negotiations and in negotiations related to major new petroleum projects.

The Corporate Development and Economic Analysis Branch is responsible for carrying out a broad spectrum of in-depth programs and policy studies dealing with Canadianization, the macroeconomic impact of changes in the energy system, the domestic and export demand for electrical and nuclear energy, the economic viability of major energy investment projects, and the evaluation of existing and proposed energy programs. The Branch is also responsible for managing the Energy Envelope and providing advice regarding Crown corporations, particularly Petro-Canada.

The International Energy Relations Branch (IERB) manages and coordinates Canada's energy relations with other countries and international organizations. It ensures that Canadian energy policy is fully informed of Canada's international commitments and that Canada's policies are explained and defended internationally. IERB monitors international developments and trends that impinge on Canadian interests, and prepares background analyses for energy policy.

The Policy Coordination Group provides support to the Minister in his Parliamentary functions and undertakes program planning, evaluation, and information tasks for the Energy Program.

## The Conservation and Non-Petroleum Sector

The Conservation and Non-Petroleum (CNP) Sector, headed by Reiner Hollbach, is responsible for developing and administering programs to encourage energy conservation and substitution for oil and to support the development of non-petroleum energy sources, such as coal, hydro-electricity, nuclear, renewable energy and alternative transportation fuels. CNP delivers directly to consumers and industry some 30 major programs with a total budget of $560 million in 1984/85.

The CNP Sector has four branches.

The Electrical Energy Branch assesses Canada's electricity production from hydraulic, coal, nuclear fuels, and oil and gas sources; examines the adequacy of planning by electric utilities; evaluates resources available for electricity supply; assesses R&D potential; conducts studies of specific situations where Federal Government intervention may be appropriate; recommends financial participation (loans, grants, equity) in specific projects; and defines policies for federal intervention.

The Uranium and Nuclear Branch provides advice on nuclear issues; develops policy proposals to encourage appropriate utility and industrial activities in the nuclear energy field; provides advice on the use of uranium; develops policies on the ownership, exploration, mining, processing, and export sales of uranium; assesses Canada's uranium resource base and supply capability; provides advice on radioactive wastes from uranium mining, medical, industrial and nuclear power activities, and provides factual information on these issues for communication to the public.

The Coal and Alternative Energy Branch formulates and recommends policies leading to the optimal use of coal and peat, and the development of renewable energy; administers programs which encourage the use of renewable energy and energy conservation alternatives; identifies opportunities and problems of federal and provincial policies and programs that impact on the transportation energy field; initiates and manages the development of technology, the provision of information and financial assistance to industry and to the public, and the setting of standards and regulations.

The Energy Conservation and Oil Substitution Branch provides policy recommendations in the field of energy conservation and oil substitution; conducts analyses of energy demand and factors affecting energy-use efficiency and assesses potential for improvement; encourages industry and householders to implement conservation and oil substitution measures through direct financial assistance programs and through information and education programs; conducts audits of federal buildings and facilities; and identifies priority areas with energy conservation and oil substitution potential in which there is insufficient federal action. The Branch has also been assigned specific responsibility for program delivery in the regions. It monitors regional energy developments, reviews new and existing programs from a regional perspective, and provides liaison with the regional federal coordinators.

## Petroleum Sector

The Petroleum Sector, headed by Roland Priddle, is responsible for designing and implementing policies and programs to ensure the orderly development and efficient utilization of Canada's oil and gas resources. In carrying out its responsibilities, the Petroleum Sector administers the oil pricing and compensation system, implements the Natural Gas Laterals Program to construct natural gas lateral pipelines in Quebec, undertakes petroleum resource assessments, and advises on policies and programs affecting the supply of domestic and imported oil and the downstream petroleum refining and marketing industry.

The Petroleum Sector is organized into five branches: Petroleum Resources, Oil Supply, Petroleum Utilization, Natural Gas, and Oil Pricing and Compensation.

The Petroleum Resources Branch provides analysis and advice on the economics and technology of crude oil and gas supplies in Canada and elsewhere; manages research and development for oil and gas exploration and production and upgrading technologies; provides analyses on, and publishes the results of, petroleum upstream activities.

The Oil Supply Branch provides advice, analysis and information on Canadian oil requirements, and advises on the availability of oil supplies from domestic and offshore sources to meet these requirements. The Branch also ensures that related programs with respect to the production, export, import and allocation of oil are implemented and administered in accordance with Government policy and relevant legislation.

The Petroleum Utilization Branch provides advice and analysis to ensure the efficient utilization of domestic and imported oil resources, and ensures the availability of oil products to meet the needs of Canadian markets in terms of volume, quality and price.

The Natural Gas Branch develops and implements policies and programs to promote the increased use of natural gas and natural gas liquids, including domestic and export pricing, taxation, transmission and distribution systems and oil substitution programs.

The Oil Pricing and Compensation Programs Branch develops and administers programs which implement the policy of a single national oil price, oil import compensation and oil reference pricing.

The Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) is the prime federal regulatory agency responsible for activity associated with the exploration and production of mineral resources on the Canada Lands, an area comprising 6.4 million square kilometres in the Arctic and the eastern and western offshore, and 3.8 million square kilometres in the Yukon and Northwest Territories. COGLA administers the Canada Oil and Gas Production and Conservation Act, the Canada Oil and Gas Act, and all regulations pertaining thereto.

Maurice Taschereau, the Administrator of COGLA, is, I understand, to appear before you on May 15 to make a detailed presentation on COGLA's activities.

The Petroleum Incentives Administration (PIA) operates the Canadian Ownership and Control Determination Program and the Petroleum Incentives Program. The Canadian Ownership and Control Determination Program is responsible for measuring the Canadian Ownership Rate (COR) and determining the control status (CS) of corporations, partnerships, trusts and individuals that require a COR/CS determination in order to receive exploration incentives. The Petroleum Incentives Program is intended to encourage Canadians to participate in oil and gas exploration. Incentive levels are related to the ownership and control of applicants and whether the activity takes place on provincial lands or the Canada Lands.

C.G. Penney is the Administrator of PIA. He will be in a position to give you a thorough explanation of PIA's operations when he appears before you on May 16.

The Energy Supplies Allocation Board (ESAB), established by the Energy Supplies Emergency Act, is responsible for the preparation, testing and maintenance of contingency plans for the control and regulation of energy production, distribution

and use in an emergency. This includes the development and implementation, during a crisis, of programs involving the mandatory allocation and rationing of oil supplies to ensure their equitable distribution. This activity involves planning for the establishment of a National Emergency Agency for Energy, and ongoing liaison with international agencies such as NATO and IEA.

ESAB staff are drawn from the Petroleum Sector, but the ESAB Chairman, H.F. Stevenson, reports directly to the Minister.

The Petroleum Monitoring Agency (PMA), established under the Energy Monitoring Act, monitors and reports on the financial performance of the oil and gas industry. The Agency publishes semi-annual surveys based upon data from more than 100 petroleum companies in Canada. These companies account for more than 95 per cent of the industry's revenue. The surveys are available to the public and private sectors, and provide information on profitability, cash flow, sources of funds, capital expenditures, dividend payments, ownership and control, revenue sharing, research and development, and the international flow of funds.

Ralph Gillen, Chairman of the PMA, reports to the Minister. For administrative purposes, the PMA staff is drawn from the Energy Policy Analysis Sector. I understand that the PMA is to appear before this Committee on May 29 to give a detailed description of its activities.

That, Mr. Chairman and Members of the Committee, concludes my overview of the organization and functions of the Energy Program of the Department of Energy, Mines and Resources. I would be happy to respond to any questions that the Committee may have.

**Note: The organization chart enclosed in the brief could not be reproduced.**

## ANNEX I

## STATUTES ADMINISTERED

BY OR IN THE

MINISTRY OF ENERGY, MINES AND RESOURCES

## ANNEX I

## STATUTES ADMINISTERED BY OR IN THE MINISTRY

| STATUTE | PURPOSE |
|---|---|

### DEPARTMENTAL STATUTES

| | | |
|---|---|---|
| 1. | Department of Energy, Mines and Resources Act, R.S.C. 1970, c.E-6 as amended by S.C. 1980-81-82-83, c106 | - Creates Department of Energy, Mines and Resources; provides appointment of Minister and Deputy Minister; sets out Minister's duties generally; provides for annual report to Parliament.<br>- Amendments authorize the Minister to establish new Crown corporations under the Canadian Business Corporations Act (CBCA) or acquire existing CBCA corporations, with energy related objects. |
| 2. | Resources and Technical Surveys Act R.S.C. 1970, c.R-7 | - Authorizes technical surveys of resources base, especially mineral, and the preparation and dissemination of maps, samples and specimens.<br>- Makes Minister responsible for coordinating, promoting and recommending national policies and programs in respect to energy, mines, minerals, water and other resources.<br>- Authorizes study and research into those resources and their exploration and development.<br>- Authorizes the formulation of plans to conserve, develop and use these resources and to enter agreements to carry them out with other government departments and with the provinces and municipalities. |

### STATUTES ADMINISTERED BY THE DEPARTMENT

#### A. MANAGEMENT OF CANADA LANDS

| | | |
|---|---|---|
| 3. | Oil and Gas Production and Conservation Act R.S.C. 1970, c.O-4 amended by: | - Controls waste and conservation in the course of producing oil or gas from Canada Lands. |

| | | |
|---|---|---|
| | RSC 1970, c.30 (1st Supp) S.C. 1976-77 c.55, s.5 S.C. 1980-81-82-83 c.81 | Authorizes pooling and unitization of wells.<br>- Sets up an Oil and Gas Committee (not currently sitting because scarce production from Canada Lands requires no activity of it yet), to administer the scheme. |
| 4. | Canada Oil and Gas Lands Regulations<br>Enacted under Public Lands Grants Act R.S.C. 1970, c.P-29, & Territorial Lands Act R.S.C. 1970, C. T-6 by P.C. 1961-797, as amended.<br>These Regulations remain in effect except where they are inconsistent with regulations dealing with interest in Canada Lands, passed under the Canada Oil and Gas Act S.C. 1980-81-82-83, c. 81. | - Provides for layout and survey of Canada Lands for oil and gas exploration purposes. Provides for the issue of permits, licences, leases for exploration and production of oil and gas from Canada Lands, and fixing the terms and conditions therefor. |
| 5. | Arctic Waters Pollution Prevention Act R.S.C. 1970, c.2 (1st Supp.) | - This Act is to control pollution in Canadian Arctic waters as defined in the Act. Powers under it have been delegated to the Minister of Transport and Minister of IAND in respect of the vast bulk of the Arctic waters concerned. They have been delegated to the Minister of EMR in respect of only a small portion of Arctic waters consisting of northern Hudson Bay, Hudson Strait and a small slice of the Labrador Sea. |
| 6. | Canada Lands Surveys Act R.S.C. 1970, c.L-5 as amended by S.C. 1974-75-76, c.108 and S.C. 1976-77, c.30 | - Provides for the manner of surveying Canada Lands, and for the examination and certification of Canada Lands Surveyors. |

## B. MANAGEMENT OF CANADIAN OIL AND GAS POLICY

| | | |
|---|---|---|
| 7. | Energy Administration Act S.C. 1974-75-76, c.47 as amended by S.C. 1977-78, c.24 and S.C. 1980-81-82-83, c.114 | - Provides in 4 parts for<br>- (Part I) The levy for collection of the export surcharge on exported domestic oil.<br>- (Part II) The control of the domestic price of oil. |

- (Part III) The control of the domestic price of gas.
- Part III-1) The levy and collection of a surcharge to subsidize certain domestic production (The Syncrude levy).
- (Part IV) The Oil Import Compensation Program.
- Amendments raise the ceiling on oil export charges and the petroleum compensation charge.
- Establishes the transportation fuel compensation recovery charge.
- Gives the authority for Canadian ownership account to increase Canadian public ownership of oil and gas industry.
- Amendments made to domestic oil and gas pricing provisions.

8. The Energy Monitoring Act
S.C. 1980-81-82-83, c.112

- To provide for the collection of confidential information on oil company cash flows, on a regular basis. To create the Petroleum Monitoring Agency.

9. The National Energy Board Act
R.S.C. 1970 c. N-6 as amended by R.S.C. c.27 (1st supp).

- To create a Board to authorize the construction, operation, and management, and to fix the tolls and tariffs and control the exports and imports of, oil and gas pipe-line companies and electric power companies.

S.C. 1980-81-82-83, c.80

- Provides for new procedures, acquisition of lands and arbitration committees.

S.C. 1980-81-82-83, c.84

- Makes provision for the appointment of temporary members of the Board.
- Amendments extend NEB jurisdiction to interprovincial power lines designated by the Governor-in-Council.
- Creates land acquisition powers for international and designated interprovincial power lines.
- The Governor-in-Council is responsible for prescribing prices for export licenses.
- Domestic licensing scheme provides for allocation of designated oil and gas moving in interprovincial trade.

| | |
|---|---|
| 10. Petro-Canada Act<br>S.C. 1974-5-6, c.61,<br>as amended by S.C.<br>1980-81-82-83, c.105 | - To establish a Crown-owned oil company and provide for its objects, powers, and means of financing.<br>- Amendments increase authorized capital to $5.5 billion to enable Petro-Canada to undertake its expanded role.<br>- Clarification of legal status of Corporation and of authority to pay additional monies to Petro-Canada by appropriation. |
| 11. Energy Supplies Emergency Act (1979)<br>S.C. 1978-79, c.17, as amended by S.C. 1980-81-82-83, c.112 | - To enable the government to impose demand-restraint measures upon petroleum consumption in Canada by allocation of supplies at the wholesale level and by rationing if necessary.<br>- To provide for certain business consequences of allocation and rationing and the necessary enforcement measures. |
| 12. Motor Vehicle Fuel Consumption Standards Standards Act<br>S.C. 1980-81-82-83 | - Formalizes current voluntary program.<br>- Authority for a system for fuel efficiency standards. (An Act to amend the National Energy Board Act.) |
| 13. Petroleum Incentives Program Act<br>S.C. 1980-81-82-83<br>c.107 Part I (SS.1-33) | - Establishes a Petroleum Incentives Program (PIP) to replace super-depletion, and phasing out regular depletion, which will be administered by the Minister of EMR. |
| 14. Canadian Ownership and Control Determination Act<br>S.C. 1980-81-82-83, c.107<br>Part II (SS.34-62) | - Establishes Canadian Ownership Rate certificates to be used for PIP and Canada Lands Production licences; with control determination to be based on FIRA.<br>- Clarifies FIRA technicalities on eligibility. |
| 15. Oil Substitution and Conservation Act<br>S.C. 1980-81-82-83 c.59<br>as amended by S.C.<br>1980-81-82-83, c.112 | - Provides for a grant toward the capital cost of converting heating systems from oil to alternative energy sources.<br>- Grant includes one-half of eligible costs of materials and labour to a maximum of $800 per heated unit. |

16. Canadian Home Insulation Program
S.C. 1980-81-82-83, c.57
Order in Council
PC 1983-3519

- Provides for taxable grants of up to $500 to accelerate and extend the energy conservation retrofit of Canadian residential units of three stories or less built before January 1971.
- Order in Council changes qualifying dates to houses built before January 1977.

17. Home Insulation (N.S. and PEI Programs)
S.C. 1980-81-82-83, c. 58

- Provides for taxable grants of up to $500 to accelerate and extend the energy conservation retrofit of Nova Scotian and PEI units of three storeys or less built before January 1977.

18. Canada Oil and Gas Act
S.C. 1980-81-82-83 c.81

- Provides for: (i) the regulation of exploration and development activity in the Canada Lands; (ii) a Canada Lands fiscal regime; and (iii) the establishment of the Environmental Studies Revolving Fund.
- Regulation of Canada Lands by the Canada Oil and Gas Lands Administration includes the negotiation of Exploration Agreements and related Canada Benefits Plans with industry.
- COGA describes regulatory system for approval of development projects, plus describing the fiscal system governing oil and gas production in the Canada Lands, including the provision of the 25 per cent Crown share.

19. Cooperative Energy Act
S.C. 1980-81-82-83, c.108

- Establishes the Cooperative Energy Corporation (CEC) and the Cooperative Energy Development Corporation (CEDC or Co-enerco).
- These corporations are owned by a group of 20 cooperatives, wheat pools and credit unions from across Canada, plus the Government of Canada.
- Co-enerco is an operating energy company which is involved in oil and gas exploration and development.

## C. MANAGEMENT OF CANADIAN NUCLEAR POLICY

20. Atomic Energy Control Act
R.S.C. 1970, c.A-19 as modified by S.C. 1974-75-76, c.33

- To create the Atomic Energy Control Board and authorize it to develop, control and supervise the production, application and use of atomic energy and control the export and import of prescribed substances.
- To embody the declaration, under Sec. 92 (10c) of the Constitution Act 1867, that works and undertakings for the production, use, application and research in atomic energy, and for the production, refining or treatment of prescribed substances, and are for the general advantage of Canada (thereby acquiring Parliamentary Legislative jurisdiction over that subject matter).
- To give the Minister certain powers in respect to the utilization of atomic energy and prescribed substances.
- To procure the incorporation of companies to carry out assigned ministerial powers.

21. Nuclear Liability Act
R.S.C. 1970, c.29 (1st Supp.) as amended by R.S.C. 1970, c.10 (2nd Supp)

- To impose a special duty of care toward third persons, and absolute liability without proof of fault or negligence for a breach of the duty, upon "operators" who handle "nuclear material," as defined in the Act.
- To impose special insurance and financial responsibility on "operators."
- To provide a special scheme for compensation in the event of a nuclear incident, through the establishment of a Nuclear Damage Claims Commission.

## D. EXPLOSIVES

22. Explosives Act,
R.S.C. 1970, c.E-15 as amended by S.C. 1974-75-76, c.60

- To regulate the manufacture, testing, sale, storage and importation of explosives.

## E. BOUNDARIES ADMINISTRATION

### (i) INTERNATIONAL

23. International Boundary Commission Act
R.S.C. 1970, c.I-19

This Act implements a 1908 Treaty with the USA, which provided for a commission, with one appointed commissioner from each country, to keep the Canada-USA boundary clear and unobstructed for 10 feet on each side, in aid of the better administration of fishing, customs, immigration and other laws.

The Minister responsible for the Act is the Secretary of State for External Affairs. However, the Commissioner for Canada and all his staff are EMR employees, and he controls a branch of this Department called the International Boundary Commission which reports to External Affairs.

### (ii) PROVINCIAL

By virtue of the Constitution Act 1871, subject to the Constitution Act 1982, paragraph 42.1, e and f, the Parliament of Canada is authorized to establish new provinces, and from time to time (but with the consent of the Legislature of any such Province), increase, diminish or otherwise alter the limits of any province.

Parliament has created several such provinces and has surveyed marked and mapped their boundaries.

When such surveys and maps are complete, they are normally fixed and so declared by the enactment of a Boundary Act, for the province or provinces concerned. The Acts commonly provide that the boundary so delineated and marked on certain named maps lodged with the Legal Surveys and Aeronautical Charts Division of EMR, shall be the boundary between the provinces concerned.

The work of surveying and boundary marking, and the liaison with Provincial Legislatures concerned is done by Interprovincial Boundary Commissions created by Order-in-Council for the purpose, and they are disbanded when the work is complete. The Surveyor-General of Canada is the Federal Government, representative of the provinces.

Boundary Statutes enacted, the map evidence of which is lodged in the Legal Surveys and Aeronautical Charts Division of this Department, are:

24. Alberta Act, S.C. 1905, c.3

25. Alberta-British Columbia Act, S.C. 1932, c.5

26. Alberta-N.W.T. Boundary Act, S.c. 1957-58, c.23

27. British Columbia-N.W.T. Boundary Act, S.C. 1967-68, c.57

28. Manitoba Boundaries Extension Act, S.C. 1912, c.32

29. Manitoba-N.W.T. Boundary Act, S.C. 1966-67, c.61

30. Manitoba-Saskatchewan Boundary Act, 1966, S.C. 1966-67, c.57

31. Ontario Boundaries Extension Act, S.C. 1912, c.40

32. Ontario-Manitoba Boundary Act, S.C. 1953-54, c.9

33. Quebec Boundaries Extension Act, S.C. 1912, c.45

34. Saskatchewan-N.W.T. Boundary Act, S.C. 1966-67, c.58

35. Yukon Act, S.C. 1898, c.6

(iii) ELECTORAL

36. Electoral Boundaries Re-adjustment Act
R.C.S. 1970, c.E-2
as amended by
S.C. 1973-74, c.23,
1974-75-76, c.10,
1974-75-76, c.13,
1974-75-76, c.28,
1976-77, c.18,
1978-79, c.13.

- This Act imposes duties upon the Surveys and Mapping Branch of EMR (under Sections 11, 15 and 26) to assist a Commission set up under the Act and to prepare and print maps showing the boundaries of all electoral districts.

(iv) INACTIVE ACTS

37. Beauharnois Light, Heat and Power Company S.C. 1931, c.19

38. Bras D'Or Coal Company Ltd. S.C. 1960-61, c.10

39. Emergency Gold Mining Assistance Act R.S.C. 1970, c. E-5

ANNEXE "1-A"

# L'ORGANISATION, LES STRUCTURES ET LE FONCTIONNEMENT DU PROGRAMME DE L'ÉNERGIE MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

RAPPORT PRÉSENTÉ

AU

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT

DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

le 4 avril 1984

PAUL M. TELLIER

SOUS-MINISTRE

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

# L'ORGANISATION, LES STRUCTURES ET LE FONCTIONNEMENT DU PROGRAMME DE L'ÉNERGIE MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

C'est avec beaucoup de plaisir que je me fais, aujourd'hui, le porte-parole du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour donner suite à votre requête d'avoir un aperçu général de la structure et du fonctionnement du Programme de l'énergie.

Mon exposé comporte trois volets. Dans un premier temps, je retracerai brièvement l'évolution du Ministère et de ses responsabilités en matière d'énergie depuis sa création, au milieu des années 60, jusqu'à aujourd'hui. Je résumerai ensuite les principales responsabilités que comporte le Programme de l'énergie et ses principales préoccupations. Finalement, j'aimerais décrire brièvement les trois secteurs et les deux administrations qui sont sous ma responsabilité ainsi que les deux organismes œuvrant dans le domaine de l'énergie qui sont directement comptables au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Cet aperçu général servira d'introduction aux exposés que doivent faire par la suite des fonctionnaires chargés de différents aspects du Programme de l'énergie. Je voudrais, pour ma part, vous expliquer maintenant comment les divers éléments de cette organisation s'imbriquent les uns dans les autres et comment cet ensemble assure de façon coordonnée la mise en œuvre des politiques énergétiques du gouvernement.

## BREF HISTORIQUE

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a été créé en 1966, succédant au ministère des Mines et des Relevés techniques. À cette époque, ses activités dans le domaine de l'énergie étaient plutôt restreintes. Cependant, l'embargo sur les exportations de pétrole décrété en 1973 par les pays de l'OPEP et la hausse spectaculaire du prix mondial du pétrole qui en a découlé ont tôt fait de détruire le concept qui prévalait au Canada comme ailleurs voulant que les approvisionnements d'énergie à bas prix soient assurés pour bien des années à venir. Après la crise de 1973, les responsabilités du Ministère dans le domaine de l'énergie se sont accrues de pair avec l'intérêt que portait le gouvernement aux questions de prix, d'approvisionnement et d'utilisation de l'énergie. Nous avons alors mis en œuvre des programmes d'économie d'énergie, accéléré nos programmes de recherche et développement en matière d'énergie, et amélioré notre aptitude à entreprendre des analyses du secteur énergétique.

En 1977, le groupe chargé des questions énergétiques à EMR était devenu un secteur, constitué de sections chargées de faire des analyses et d'étudier le marché des produits énergétiques. Les groupes chargés de suivre l'évolution des marchés se sont spécialisés en fonction des types d'énergie, c'est-à-dire les hydrocarbures, le charbon, l'électricité, l'uranium et l'énergie nucléaire, et les énergies renouvelables. Les équipes qui s'occupaient plus particulièrement des politiques énergétiques ont travaillé en étroite collaboration avec les autres organismes qui œuvraient dans le domaine de l'énergie et qui relevaient directement du Ministre, à savoir Petro-Canada, l'Office national de l'énergie, L'Énergie Atomique

du Canada, Limitée, l'Eldorado Nucléaire Limitée, la Commission de contrôle de l'énergie atomique et Uranium Canada, Ltée. L'Office de répartition des approvisionnements d'énergie (ORAE) a été mis sur pied en 1974 mais, selon la loi, devait être dissout en 1976. Comme la situation pétrolière internationale continuait de s'aggraver, à la fin des années 70, une nouvelle loi constituant l'ORAE tel qu'il existe aujourd'hui a été déposée en 1979 et approuvée par le Parlement. En vertu de cette loi, le président de l'Office relève directement du Ministre. En 1978, nous avons renforcé les secteurs du Ministère chargés de l'analyse des politiques énergétiques et de l'étude des marchés énergétiques, étant donné que le gouvernement maintenait son engagement de réduire la demande d'énergie et d'en accroître les approvisionnements.

L'inquiétude du gouvernement face à la situation énergétique du Canada s'est accrue avec la seconde hausse de prix déclenchée par l'OPEP. Il a réagi en mettant en œuvre en 1980 le Programme énergétique national, qui est venu accroître davantage les responsabilités du Ministère. Le gouvernement a créé l'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP), qui relève directement du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. En 1981, le gouvernement a constitué l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC), en regroupant la Direction de la gestion des ressources d'EMR et l'organisation correspondante du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. En juin 1982, c'est l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier (AMESP) qui a vu le jour. Son mandat était d'administrer le nouveau Programme d'encouragement du secteur pétrolier et le Programme connexe de détermination de la participation et du contrôle canadiens.

L'organigramme ci-joint illustre la structure du Programme énergétique, telle qu'elle se présente aujourd'hui.

## LES CINQ FAÇONS D'ABORDER LE PROBLÈME DE L'ÉNERGIE

Au fur et à mesure de l'évolution du Programme de l'énergie, cinq grandes orientations ont marqué nos démarches visant à résoudre le problème de l'énergie:

1) La restriction de la demande et le remplacement du pétrole
2) L'accroissement des approvisionnements
3) La gestion des Terres du Canada
4) La tarification
5) L'information

Ces orientations avaient été identifiées en 1976 dans un document intitulé: Une stratégie de l'énergie pour le Canada: Politique d'autonomie.

Au nombre des premières mesures mises en œuvre par le Ministère, plusieurs visaient la réduction de la consommation ou les économies d'énergie. Les Canadiens sont de grands consommateurs d'énergie. Plusieurs raisons expliquent cette situation; notre climat, notre situation géographique et la structure de notre industrie n'en sont que quelques-unes. Il était toutefois évident, même il y a dix ans, que les Canadiens consommaient beaucoup trop d'énergie. Compte tenu du prix élevé du pétrole sur les marchés internationaux, le niveau de la consommation était sans aucun doute plus élevé que le niveau qu'aurait dicté le bon sens économique. Le gouvernement a donc mis en œuvre un vaste éventail de programmes destinés à encourager les Canadiens à faire un usage rationnel de l'énergie; qu'il suffise de mentionner les programmes de subventions pour l'isolation, l'établissement de normes

de consommation d'essence pour les automobiles, l'aide visant à encourager le recours aux énergies renouvelables comme l'énergie solaire et la biomasse, les vérifications énergétiques, les travaux de recherche et développement ainsi que les vastes campagnes d'information et d'éducation menées auprès du public. De plus, nous encourageons le remplacement du pétrole par des sources d'énergie plus abondantes comme le gaz naturel, l'électricité et les énergies renouvelables.

La deuxième grande orientation du Ministère a été de favoriser la mise en valeur des énormes réserves énergétiques du Canada. Les programmes d'aide à la recherche et à la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel, notamment le Prix de référence du nouveau pétrole et le Programme d'encouragement du secteur pétrolier, retiennent surtout l'attention du public mais ils ne sont pas les seuls. Les activités du Ministère englobent aussi le charbon, l'électricité et l'énergie nucléaire.

C'est toutefois la troisième grande orientation, celle qui vise la recherche et la mise en valeur des ressources dans les Terres du Canada, qui pose un défi unique au Ministère. Ces terres, croit-on, contiennent les plus vastes réserves non exploitées de pétrole et de gaz naturel classiques au Canada. Cependant, le coût élevé des travaux d'exploration dans les régions pionnières et au large des côtes, ainsi que les risques que comportent ces travaux, exigent des mesures d'encouragement spéciales. Une gestion efficace est nécessaire pour faire en sorte que l'on tienne compte de toutes les préoccupations ayant trait au tissu social, à l'environnement et à la sécurité.

Les deux crises successives au niveau des prix déclenchées par l'OPEP vers le milieu des années 70 ont entraîné une hausse considérable du prix du pétrole et du gaz naturel. Cette situation a donné lieu à une augmentation rapide des revenus dans les régions productrices de pétrole au pays quand, au même moment, les revenus accusaient une baisse marquée dans les régions consommatrices. Le gouvernement a donc choisi – et c'est là notre quatrième grande orientation – d'utiliser la tarification et la fiscalité pour assurer un certain équilibre dans le partage des avantages et du fardeau du secteur énergétique. Le gouvernement a aussi utilisé la tarification et la fiscalité pour que l'on puisse faire face progressivement à la hausse du coût de l'énergie. Depuis 1974, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources est chargé, en collaboration avec le ministère des Finances et d'autres organismes essentiels du gouvernement, de négocier avec les provinces productrices une série d'ententes sur la tarification et la taxation de l'énergie et d'administrer ces ententes au moyen d'un régime de barèmes de prix, de taxes et de stimulants.

La cinquième grande orientation touche l'information. Pour s'acquitter convenablement de ses nouvelles responsabilités, le Ministère se devait d'élargir sa base de données en conséquence. Nous disposons maintenant d'un vaste système d'information sur l'énergie qui contient des données sur l'offre, la demande, les réserves, la production, les stocks de pétrole, les coûts et le rendement financier de l'industrie. Cette base de données contribue à tenir la population et l'industrie mieux informées. Elle est aussi un outil essentiel à l'élaboration des politiques en matière d'énergie.

Ces cinq orientations générales dans les démarches visant à s'attaquer au problème de l'énergie (à savoir la restriction de la demande et le remplacement du pétrole, l'accroissement des approvisionnements, la gestion des Terres du Canada, la tarification et l'information) dépassent le cadre strict de l'organisation du Ministère. La coordination soutenue qu'elles exigent est assurée par un comité d'orientation

politique que j'ai l'honneur de présider. Il existe, en plus, des comités de coordination de la politique chargés respectivement de l'APGTC, des mesures d'indemnisation pétrolière et de l'évaluation des programmes.

Avant d'évoquer brièvement les fonctions des sept services que comprend le Programme de l'énergie, je voudrais compléter la présentation des activités du Ministère en la matière en faisant allusion au secteur des Sciences de la Terre, à celui de la Recherche et de la Technologie, et à celui de la Politique minérale.

Le Secteur des sciences de la Terre, dirigé par M. William Hutchison, fournit des renseignements complets sur la masse continentale canadienne, qu'il s'agisse du continent proprement dit ou des régions au large des côtes. Ces renseignements sont essentiels à la prospection, à la mise en valeur et à la gestion des ressources énergétiques. Ce secteur est responsable des travaux de cartographie, de diagraphie, et de photographie aérienne; il est chargé des levés topographiques, géologiques et géodésiques ainsi que des levés officiels; il a également la charge des activités dans le domaine de la physique du globe, comme les études géothermiques et les travaux relatifs à la séismologie, au géomagnétisme, à la géodynamique gravitationnelle; il est également responsable de l'Étude du plateau continental polaire.

Le Secteur de la recherche et de la technologie, dirigé par M. Ken Whitham, entreprend toute une gamme de travaux de recherche portant sur l'extraction, le traitement, l'utilisation et la conservation des ressources énergétiques. La recherche et la technologie couvrent les activités qui ont trait à la recherche-développement énergétique, aux sciences minérales, à la recherche métallurgique, aux explosifs et à la télédétection.

Le Secteur de la politique minérale, qui relève de M. George Miller, a la responsabilité de la stratégie des minéraux et des métaux, de l'information sur les approvisionnements en ressources minérales, de l'analyse de la politique économique et financière; il est également responsable des questions internationales en matière d'énergie et d'une gamme d'activités ayant trait à la liaison avec l'industrie, à la publication de rapports et à la prévision du rendement de l'industrie minérale.

## ORGANISATION DU PROGRAMME DE L'ÉNERGIE

### Secteur de l'analyse de la politique énergétique (SAPE)

Le Secteur de l'analyse de la politique énergétique (SAPE), dirigé par M. Len Good, a pour responsabilité de fournir des conseils sur un vaste éventail de questions touchant la politique énergétique. La réalisation des objectifs du gouvernement en matière d'énergie a nécessité une réévaluation et un rajustement continuels des mécanismes, en réponse à un environnement international qui évolue rapidement et qui se révèle, dans une grande mesure, imprévisible. Ainsi, la politique énergétique n'est pas et ne pourra sans doute jamais être une question de routine susceptible d'être réglée une fois pour toutes. Depuis sa mise en œuvre en 1980, le Programme énergétique national a d'abord été modifié au moyen d'ententes fédérales-provinciales sur la tarification et la taxation de l'énergie, puis mis à jour en 1982 et enfin modifié par des ententes conclues en 1983. Le SAPE est un secteur doté d'un service centralisé d'analyse de la politique qui formule des conseils sur les modifications à apporter à cet égard et sur les négociations menées avec les provinces productrices et les principaux promoteurs de projets.

Pour appuyer ses fonctions consultatives en matière de politiques, le SAPE

- établit des modèles informatiques permettant de simuler les répercussions économiques de diverses options;

- maintient une banque de données complète sur la demande et l'offre dans le domaine de l'énergie;

- entreprend une analyse économique et financière des grands projets énergétiques; et

- coordonne les questions relevant de l'enveloppe de l'énergie.

Le SAPE se compose de cinq directions: Stratégie de l'énergie, Analyses financières et fiscales, Politiques de l'entreprise et de l'analyse économique, Relations internationales (Énergie), et Coordination de la politique énergétique.

La Direction de la stratégie de l'énergie formule des recommandations sur les politiques, les stratégies et les activités énergétiques au niveau fédéral et sensibilise le gouvernement à l'évolution constante et prévue dans le domaine de l'énergie. Ce groupe fournit une orientation et une analyse de base aux fins des initiatives de politique énergétique qui ont des répercussions globales ou stratégiques. À cet égard, la Direction suit de près l'équilibre entre les approvisionnements et les besoins énergétiques canadiens, et effectue des prévisions à ce sujet; elle surveille également les activités énergétiques aux niveaux fédéral, provincial et territorial, et dans l'industrie en général.

La Direction des analyses financières et fiscales évalue quelles répercussions financières peuvent avoir les politiques énergétiques existantes et proposées sur les sociétés énergétiques, sur l'industrie dans son ensemble, et sur le gouvernement fédéral et fournit des conseils dans ce domaine. La Direction effectue des analyses sur les questions financières et le partage des recettes, analyses qui servent lors des négociations fédérales-provinciales et lors des négociations relatives aux nouveaux grands projets d'exploitation pétrolière.

La Direction des politiques de l'entreprise et de l'analyse économique a la responsabilité d'effectuer un vaste éventail d'études approfondies sur les programmes et les politiques qui ont trait à la canadianisation. Ces études examinent également l'incidence macro-économique des changements survenus dans le bilan énergétique, la demande au pays et à l'étranger d'électricité et d'énergie nucléaire, la viabilité économique des grands projets d'investissement dans le secteur de l'énergie. La Direction évalue en outre les programmes énergétiques existants ou proposés, et il lui incombe de gérer l'enveloppe de l'énergie, et de formuler certains conseils en ce qui a trait aux sociétés d'État, notamment à Petro-Canada.

La Direction des relations internationales (Énergie) (DRIE) assure la gestion et la coordination des relations qu'entretient le Canada avec d'autres pays et organismes internationaux en ce qui a trait à l'énergie; elle garantit que la politique énergétique canadienne tient pleinement compte des engagements du Canada au niveau international, et que ses politiques seront expliquées et défendues sur la scène internationale. La

DRIE surveille les événements et les tendances qui se manifestent au niveau international, et qui peuvent compromettre les intérêts canadiens, et elle prépare des analyses de base qui servent à l'établissement des politiques énergétiques.

Le Groupe de coordination de la politique énergétique apporte le soutien nécessaire au Ministre dans l'exercice de ses fonctions parlementaires et s'occupe de planification, d'évaluation et d'information relativement aux activités mises en œuvre dans le cadre du Programme de l'énergie.

Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole

Le Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole, dirigé par M. Reiner Hollbach, a pour responsabilités d'élaborer et d'administrer des programmes visant à encourager les économies d'énergie et le remplacement du pétrole et de favoriser la mise en valeur de sources d'énergie non pétrolières comme le charbon, l'hydro-électricité, l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables et les carburants de rechange pour le transport. Ainsi, ce secteur administre directement, pour les besoins des consommateurs et de l'industrie, quelque 30 programmes d'importance, dotés d'un budget global de 560 millions de dollars en 1984-1985.

Le Secteur des économies d'énergie et des substituts du pétrole compte quatre directions:

La Direction de l'électricité évalue la production d'électricité au Canada à partir de sources hydrauliques et nucléaires, de charbon, de pétrole et de gaz naturel; évalue la pertinence de la planification effectuée par les sociétés d'énergie électrique; évalue les ressources disponibles aux fins des approvisionnements en électricité; évalue les possibilités en matière de R-D; étudie certaines situations spécifiques lorsque l'intervention du gouvernement fédéral s'avère appropriée; recommande une participation financière (prêts, subventions, capital) à certains projets; et élabore des politiques aux fins d'une intervention du gouvernement fédéral.

La Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire fournit des conseils sur les questions relatives à l'énergie nucléaire; élabore des projets de politique en vue de promouvoir l'activité de l'industrie et des services publics dans le secteur de l'énergie nucléaire; fournit des conseils sur l'utilisation de l'uranium; établit des politiques sur la propriété, la prospection, l'extraction, le traitement et l'exportation de l'uranium; évalue le capital-ressources d'uranium au Canada et la capacité d'approvisionnement en la matière; fournit des conseils sur les questions relatives aux déchets radioactifs provenant de l'extraction de l'uranium, des installations médicales, des activités industrielles et des centrales nucléaires, et fournit des données techniques en la matière à l'intention du grand public.

La Direction du charbon et des énergies de rechange formule et recommande des politiques visant une utilisation optimale du charbon et de la tourbe, et favorisant la mise en valeur des énergies renouvelables; administre des programmes visant à encourager l'utilisation des énergies renouvelables et le recours à d'autres options pour économiser l'énergie; détermine les possibilités et les problèmes qui découlent des politiques et des programmes des gouvernements du Canada et des provinces et qui

peuvent avoir une incidence dans le domaine de l'énergie des transports; met en œuvre et administre des mesures touchant le développement technologique, l'information et l'aide financière accordée à l'industrie et au grand public, et voit à l'établissement de normes et de règlements.

La Direction de l'économie d'énergie et du remplacement du pétrole formule des recommandations de politiques dans le domaine des économies d'énergie et du remplacement du pétrole; entreprend des analyses de la demande énergétique et des facteurs pouvant influer sur l'utilisation rationnelle de l'énergie, et évalue les possibilités d'amélioration en la matière; incite les industries ainsi que les propriétaires et locataires à adopter des mesures d'économie d'énergie et de remplacement du pétrole par la mise en œuvre de programmes d'aide financière directe et de programmes d'information et de formation; vérifie le bilan énergétique des immeubles et installations du gouvernement fédéral; et identifie les secteurs prioritaires où il existe des possibilités d'économiser l'énergie et de remplacer le pétrole, et où l'intervention fédérale est jugée insuffisante. La Direction s'est également vu confier des responsabilités précises aux fins de la mise en œuvre de programmes dans les régions. Elle suit de près l'évolution de la situation énergétique au niveau régional, examine les programmes nouveaux et existants dans une perspective régionale, et assure des rapports constants avec les coordonnateurs fédéraux dans les bureaux régionaux.

Secteur des hydrocarbures

Le Secteur des hydrocarbures, dirigé par M. Roland Priddle, a la responsabilité d'élaborer et d'appliquer les politiques et les programmes visant à assurer une mise en valeur ordonnée et une utilisation efficace des ressources en pétrole et en gaz naturel du Canada. Les responsabilités du Secteur comportent également l'administration du régime de tarification et d'indemnisation pétrolières, l'application du Programme de construction des embranchements de gaz naturel au Québec, qui prévoit la construction de gazoducs dans cette province, et l'évaluation des ressources pétrolières; il donne également son avis sur les politiques et les programmes touchant l'approvisionnement en pétrole canadien et importé, et le secteur aval du raffinage et de la commercialisation du pétrole.

Le Secteur des hydrocarbures comprend cinq directions: la Direction des ressources pétrolières, la Direction des approvisionnements pétroliers, la Direction de l'utilisation du pétrole, la Direction du gaz naturel et la Direction des programmes de tarification pétrolière et d'indemnisation.

La Direction des ressources pétrolières fournit des analyses et conseils de nature économique et technique relativement aux approvisionnements en pétrole brut et en gaz naturel au Canada et ailleurs; gère les travaux de recherche-développement portant sur l'exploration et la production du pétrole et du gaz naturel, et les techniques de valorisation; analyse et publie les résultats de l'activité du secteur amont de l'industrie du pétrole.

La Direction des approvisionnements pétroliers fournit des conseils, des analyses et des renseignements au sujet des besoins canadiens en pétrole et donne son avis sur les approvisionnements canadiens et étrangers disponibles pour répondre à la demande. La Direction fait également en

sorte que les programmes connexes relatifs à la production, aux exportations, aux importations et à la répartition du pétrole s'appliquent et soient gérés conformément à la politique gouvernementale et aux lois pertinentes.

La Direction de l'utilisation du pétrole fournit des conseils et des analyses pour faire en sorte que l'on utilise de façon rationnelle les ressources canadiennes et importées, et s'assure que l'on dispose suffisamment de produits pétroliers pour répondre adéquatement aux besoins des marchés canadiens des points de vue du volume, de la qualité et du prix.

La Direction du gaz naturel élabore et applique les politiques et les programmes visant à promouvoir une utilisation accrue de gaz naturel et de liquides de gaz naturel; cela comprend la tarification pour le pays et pour l'exportation, la taxation, les systèmes de transport et de distribution, et les programmes de remplacement du pétrole.

La Direction des programmes de tarification pétrolière et d'indemnisation élabore et administre les programmes qui permettent la mise en œuvre de la politique du prix unique pour le pétrole canadien, de l'indemnisation des importateurs de pétrole et du prix de référence du pétrole.

L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) est le principal organisme fédéral de réglementation responsable des travaux d'exploration et de production des ressources minérales dans les Terres du Canada; celles-ci s'étendent sur 6,4 millions de kilomètres carrés dans l'Arctique et les régions au large des côtes est et ouest, et sur 3,8 millions de kilomètres carrés au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. L'APGTC administre la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz, la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et tous les règlements qui s'y rapportent.

L'administrateur de l'APGTC, M. Maurice Taschereau, est censé vous présenter, le 15 mai prochain, un compte rendu détaillé des activités de l'APGTC.

L'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier (AMESP) s'occupe du Programme de détermination de la participation et du contrôle canadiens et du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Par l'entremise du Programme de détermination de la participation et du contrôle canadiens, on détermine le taux de participation canadienne (TPC) et l'état de contrôle (EC) des sociétés, des sociétés de personnes, des fiducies et des particuliers dont on doit déterminer le TPC/EC pour qu'ils puissent bénéficier des subventions à l'exploration. Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier a pour but d'encourager les Canadiens à participer à l'exploration du pétrole et du gaz naturel. Les subventions sont fonction du TPC et de l'EC des demandeurs et de l'endroit où les travaux se déroulent, soit dans les terres provinciales ou dans les Terres du Canada.

L'administrateur de l'AMESP, M. C.G. Penney, sera en mesure de vous expliquer plus à fond le fonctionnement de l'AMESP lorsqu'il se présentera devant vous le 16 mai.

L'Office de répartition des approvisionnements d'énergie (ORAE), instauré en vertu de la Loi d'urgence sur les approvisionnements d'énergie, a la responsabilité de préparer, de mettre à l'essai et de maintenir des plans d'intervention pour assurer le contrôle et la réglementaion de la production, de la distribution et de l'utilisation

de l'énergie dans une situation d'urgence. Cela inclut l'élaboration et la mise en vigueur, durant une période de crise, de programmes portant sur la répartition et le rationnement obligatoires des approvisionnements de pétrole afin de faire en sorte qu'ils soient distribués équitablement. Elle doit de plus établir des plans en vue de la création d'une Agence d'urgence nationale de l'énergie et maintenir des relations suivies avec des organismes internationaux tels que l'OTAN et l'AIE.

Le personnel de l'ORAE est fourni par le Secteur des hydrocarbures, mais son président, M. H.F. Stevenson, relève directement du Ministre.

L'Agence de surveillance du secteur pétrolier (ASSP) a été créée en vertu de la Loi sur la surveillance du secteur énergétique; elle surveille le rendement de l'industrie du pétrole et du gaz naturel et fait rapport à cet égard. L'Agence publie à tous les semestres des rapports d'examen qui sont fondés sur les données de plus de 100 sociétés pétrolières qui œuvrent au Canada; ces sociétés retirent plus de 95 % des recettes de l'industrie pétrolière. Les secteurs public et privé peuvent facilement obtenir ces rapports, qui donnent des renseignements sur la rentabilité, les ressources d'autofinancement, les sources de fonds, les dépenses d'immobilisation, le paiement des dividendes, la participation et le contrôle, le partage des recettes, les travaux de recherche et développement et les mouvements internationaux de trésorerie.

Le président de l'ASSP, M. Ralph Gillen, relève du Ministre; à des fins administratives, son personnel fait partie du Secteur de l'analyse de la politique énergétique. L'ASSP est censée présenter au Comité un compte rendu détaillé de ses activités le 29 mai prochain.

Voilà, Monsieur le président et membres du Comité, qui met fin à mon compte rendu de l'organisation et des responsabilités du Programme de l'énergie du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Je me ferai un plaisir de répondre à toute question que vous voudrez bien me poser.

**Note: L'organigramme de ce mémoire ne peut être reproduit.**

## Annexe I

## LOIS ADMINISTRÉES

## PAR LE MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE,

## DES MINES ET DES RESSOURCES

## Annexe 1

## LOIS ADMINISTRÉES PAR LE MINISTÈRE OU AU SEIN DU MINISTÈRE

| LOI | OBJET |
|---|---|
| **LOIS RELATIVES AU MINISTERE** | |
| 1. Loi sur le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, S.R.C. 1970, c. E-6, comme modifiée dans les S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 106 | - Créer le ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources; prévoir la nomination du Ministre et du sous-ministre; établir les attributions du Ministre en général; prévoir la présentation d'un rapport annuel au Parlement.<br>- Les modifications autorisent le Ministre à établir de nouvelles sociétés de la Couronne en vertu de la Loi sur les sociétés commerciales canadiennes (LSCC) ou à acquérir des sociétés existantes, constituées en vertu de la LSCC, qui oeuvrent dans des domaines reliés à celui de l'énergie. |
| 2. Loi sur les ressources et les relevés techniques S.R.C. 1970 c. R-7 | - Autoriser les levés techniques du capital-ressources, surtout minéral, et la préparation et la diffusion de cartes, d'échantillons et de spécimens.<br>- Rendre le Ministre responsable de la coordination, de la promotion et de la recommandation d'une politique et de programmes nationaux concernant l'énergie, les mines, les minéraux, l'eau et les autres ressources.<br>- Autoriser l'étude et les recherches sur ces ressources et sur l'exploration destinée à les découvrir ainsi que sur leur mise en valeur.<br>- Autoriser l'élaboration de projets visant à économiser, exploiter et utiliser ces ressources et à conclure des ententes pour y parvenir, avec d'autres ministères et avec les provinces et les municipalités. |

## A. GESTION DES TERRES DU CANADA

| | |
|---|---|
| 3. Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz<br>S.R.C. 1970, c. O-4<br>modifiée par: S.R.C. 1970, c. 30 (1er supplément)<br>S.C. 1976-1977 c. 55, art. 5<br>S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 81 | - Contrôler le gaspillage et la conservation au cours de la production de pétrole ou de gaz des Terres du Canada. Autoriser la mise en commun et l'unification de puits.<br>- Établir un Comité du pétrole et du gaz naturel (qui ne siège pas actuellement, la faible production des Terres du Canada ne le justifiant pas pour administrer ce régime. |
| 4. Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada<br>Édicté en vertu de la Loi sur les concessions de terres publiques S.C.R. 1970, C. P-29 et de la Loi sur les terres territoriales, S.C.R. 1970, c. T-6 par C.P. 1961-797, modifié.<br>Ce règlement demeure en vigueur sauf dans les cas où il n'est pas conforme au règlement portant sur les intérêts dans les Terres du Canada, adopté en vertu de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada S.C. 1980-1981-1982 c. 81 | - Prévoir le tracé et l'arpentage des Terres du Canada pour la recherche de pétrole et de gaz naturel. Prévoir la délivrance de permis, licences et l'octroi de concessions pour la recherche et la production de pétrole et de gaz dans les Terres du Canada et déterminant leurs modalités. |
| 5. Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques<br>S.R.C. 1970, c. 2 (1er supplément) | - Cette loi a pour objet de contrôler la production dans les eaux arctiques du Canada telles que définies dans la Loi. Les pouvoirs qu'elle accorde ont été délégués au ministre des Transports et au ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien en ce qui concerne la majeure partie des eaux arctiques en question. Ils ont été délégués au ministre de l'Energie, des Mines et des |

Ressources en ce qui concerne une faible partie des eaux arctiques comprenant le Nord de la baie d'Hudson, le détroit d'Hudson et une faible partie de la mer du Labrador.

6. Loi sur l'arpentage des Terres du Canada
S.R.C. 1970, c. L-5
modifiée par S.C. 1974-1975-1976 c. 108 et S.C. 1976-1977, c. 30

- Prévoir la façon d'arpenter les Terres du Canada ainsi que les examens et l'accréditation des arpenteurs des Terres du Canada.

B. GESTION DE LA POLITIQUE PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU CANADA

7. Loi sur l'administration de l'énergie
S.C. 1974-1975-1976, c. 47 modifiée par S.C. 1977-1978, c. 24 et S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 114

- Prévoir, en quatre parties:
  - (Partie I) L'imposition et le prélèvement de la surtaxe à l'exportation du pétrole canadien.
  - (Partie II) Le contrôle de la tarification du pétrole canadien.
  - (Partie III) Le contrôle de la tarification du pétrole canadien.
  - (Partie III-1) L'imposition et le prélèvement d'une surtaxe pour subventionner une certaine production canadienne (prélèvement de Syncrude).
  - (Partie IV) Le programme d'indemnisation des importateurs de pétrole.
- Les modifications permettent de hausser le plafond des redevances d'exportation sur le pétrole et des redevances d'indemnisation pétrolière.
- Etablir la redevance de recouvrement en matière de carburant de soute.
- Autoriser les responsables du taux de propriété canadienne à augmenter la propriété publique canadienne de l'industrie du pétrole et du gaz naturel.
- Les modifications apportées aux dispositions sur la tarification du pétrole et du gaz naturel canadiens.

8. La Loi sur la surveillance des sociétés pétrolières
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 112

- Prévoir la collecte régulière de renseignements confidentiels sur les ressources d'autofinancement des sociétés pétrolières. Créer l'Agence de surveillance du secteur pétrolier.

9. La Loi sur l'Office national de l'énergie
S.R.C. 1970, c. N-6
comme modifiée dans le S.R.C. c. 27 (1er supplément)

- Créer un office pour autoriser la construction, l'exploitation et la gestion pour fixer les droits et tarifs et contrôler les exportations et importations des sociétés d'oléoducs et de gazoducs ainsi que les sociétés de production d'énergie électrique.

S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 80

- Prévoir de nouvelles modalités, l'acquisition de terres et des comités d'arbitrage.

S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 84

- Prévoir la nomination de membres temporaires de l'Office.
- Les modifications étendent les compétences de l'ONE aux lignes de transport interprovinciales telles que désignées par le gouverneur en conseil.
- Autoriser l'acquisition de terres pour les lignes de transport internationales et certaines lignes de transport interprovinciales désignées.
- Le gouverneur en conseil est responsable de l'établissement des tarifs en vertu des licences d'exportation.
- Les modalités de délivrance des licences prévoient la répartition des quantités de pétrole et de gaz naturel échangées dans le cadre du commerce interprovincial.

10. Loi sur la Société Petro-Canada
S.C. 1974-1975-1976, c. 61, comme modifiée dans les
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 105

- Établir une société pétrolière appartenant à la Couronne et prévoir ses objectifs, pouvoirs et moyens de financement.
- Les modifications portent à 5,5 milliards de dollars les capitaux autorisés en vue de permettre à Petro-Canada de jouer un rôle plus considérable.

- Préciser le statut légal de la société et de l'autorisation visant le versement de sommes additionnelles à Petro-Canada par virements budgétaires.

11. Loi d'urgence de 1979 sur les approvisionnements d'énergie
(1979) S.C. 1978-1979, c. 17 comme modifiée dans les S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 112

- Permettre au gouvernement d'imposer des mesures de restriction de la demande pour la consommation de pétrole au Canada en répartissant les approvisionnements au niveau du commerce de gros et en les rationnant au besoin.
- Prévoir certaines conséquences commerciales de la répartition et du rationnement ainsi que les mesures nécessaires de mise en vigueur.

12. Loi sur les normes de consommation des véhicles automobiles
S.C. 1980-1981-1982-1983

- Rendre officiel l'actuel programme volontaire.
- Autoriser l'établissement de normes de consommation en carburant (loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie).

13. Loi sur le programme d'encouragement du du secteur pétrolier
S.C. 1980-1981-1982-1983 c. 107, Partie I (art. 1-33)

- Établir le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP), administré par le ministre d'EMR, qui remplace la provision pour épuisement accéléré et élimine progressivement la déduction ordinaire.

14. Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 107 Partie II (art. 34-62)

- Instaurer les certificats de taux de participation canadienne à utiliser dans le cadre du PESP et aux fins des licences de production dans des Terres du Canada; la détermination de l'état de contrôle sera fondée sur la l'AEIE.
- Préciser les points techniques de l'admissibilité en vertu de l'AEIE.

15. Loi sur l'économie de pétrole et le remplacement du mazout
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 59
comme modifiée dans les S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 112

- Fournir des subventions en vue de payer une part des coûts d'immobilisation de la conversion des systèmes de chauffage au mazout en systèmes alimentés en énergies de rechange.
- Les subventions couvrent la moitié des frais admissibles en matériel et en main-d'oeuvre, jusqu'à concurrence de 800 $ par système de chauffage.

16. Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 57
Décret du conseil CP 1983-3519

- Prévoir des subventions imposables de 500 $ au maximum, afin d'accélérer et d'accroître les travaux de réfection en vue d'économiser l'énergie dans les habitations de trois étages ou moins construites avant janvier 1971.
- Le décret du conseil a modifié la date limite: il s'agit maintenant des habitations construites avant janvier 1977.

17. Programmes d'isolation thermique des résidences (N.-É. et Î.-P.-É.)
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 58

- Fournir des subventions imposables de 500 $ au maximum, afin d'accélérer et d'accroître les travaux de réfection en vue d'économiser l'énergie qui sont effectués en Nouvelle-Écosse et dans l'Île-du-Prince-Édouard dans des habitations de trois étages ou moins construites avant janvier 1977.

18. Loi sur le pétrole et le gaz du Canada
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 81

- Prévoir (i) la réglementation de l'exploration et de la mise en valeur dans les Terres du Canada; (ii) un régime fiscal applicable aux Terres du Canada; et (iii) la création du Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement.
- La réglementation des Terres du Canada par l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada comporte la négociation avec l'industrie d'ententes d'exploration et de plan connexes d'avantages pour le Canada.

- L'APGTC décrit les modalités de réglementation applicables à l'approbation de projets de mise en valeur ainsi que le régime fiscal régissant la production de pétrole et de gaz dans les Terres du Canada, y compris la part de 25 % de la Couronne.

19. Loi sur les coopératives de l'énergie
S.C. 1980-1981-1982-1983, c. 108

- Établir la Société coopérative de l'énergie (SCE) et la Société coopérative de développement énergétique (SCDE ou Co-énerco).
- Ces sociétés appartiennent à un groupe composé de 20 coopératives, de regroupements de producteurs de blé, de coopératives de crédit, établis partout au Canada, et du gouvernement du Canada.
- Co-énerco est une société opérationnelle qui participe à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole et du gaz.

## C. GESTION DE LA POLITIQUE NUCLÉAIRE CANADIENNE

20. Loi sur le contrôle de l'énergie atomique
R.S.C. 1970, c. A-19,
comme modifiée dans les
S.C. 1974-1975-1976, c. 33

- Créer la Commission de contrôle de l'énergie atomique et l'autoriser à mettre en oeuvre, contrôler et surveiller la production, l'emploi et l'usage de l'énergie atomique et contrôler l'exportation et l'importation de substances prescrites.
- Mettre en application la déclaration (en vertu de l'alinéa 92(10c) de la Loi constitutionnelle de 1867) selon laquelle les travaux destinés à la production, à l'usage et à l'emploi de l'énergie atomique ainsi qu'aux recherches sur l'énergie atomique et à la production, à l'affinage ou au traitement de substances prescrites, sont pour le bénéfice général du Canada (et accorder par conséquent au Parlement la compétence législative sur ces questions).

- Donner au Ministre certains pouvoirs à l'égard de l'utilisation de l'énergie atomique et des substances prescrites.
- Obtenir la constitution en corporation de sociétés visant à exécuter les pouvoirs attribués au Ministère.

21. Loi sur la responsabilité nucléaire
R.S.C. 1970, c. 29 (1er supplément), comme modifié dans les S.R.C. 1970, c. 10 (2e supp.),

- Imposer l'obligation de prendre des précautions particulières à l'égard de tierces personnes, et la responsabilité absolue, sans preuve de faute ni de négligence pour violation de l'obligation, "aux exploitants" qui manipulent "des substances nucléaires", telles que définies dans la Loi.
- Imposer une assurance spéciale et une responsabilité financière aux "exploitants".
- Prévoir un régime spécial d'indemnisation en cas d'accident nucléaire, par la création de la Commission des réparations des dommages nucléaires.

D. EXPLOSIFS

22. Loi sur les explosifs,
R.S.C. 1970, c E-15,
modifiée par S.C. 1974-1975-1976, c. 60

- Réglementer la fabrication, les essais, la vente, le stockage et l'importation d'explosifs.

E. ADMINISTRATION DES FRONTIÈRES

(i) Frontières internationales

23. Loi sur la Commission de la frontière internationale
R.S.C. 1970, c. I-19

Cette loi met en application un traité de 1908 conclu avec les États-Unis, qui prévoyait la constitution d'une Commission, avec un commissaire nommé par chaque pays, pour dégager et maintenir dégagée la frontière canado-américaine sur 10 pieds de chaque côté, afin de mieux administrer la pêche, les douanes, l'immigration et d'autres lois.

Le ministre responsable de la Loi est le secrétaire d'État aux Affaires extérieures. Cependant, le commissaire du Canada et tout son personnel sont des employés d'EMR et il contrôle une direction de ce ministère appelée la Commission de la frontière internationale qui est sous la juridiction des Affaires extérieures.

(ii) Frontières provinciales

En vertu de l'Acte de l'Amérique du Nord britannique de 1871, sous réserve de la Loi sur la constitution de 1981, alinéas 42.1, e et f, le Parlement du Canada est autorisé à établir de nouvelles provinces et, de temps en temps (mais avec l'assentiment de l'assemblée législative de n'importe laquelle de ces provinces), à augmenter, à diminuer ou à modifier autrement les limites de toute province.

Le Parlement a créé plusieurs de ces provinces et a effectué l'arpentage et la démarcation de leurs frontières et en a établi des cartes.

Quand ces levés et cartes sont achevés, les frontières sont normalement fixes et sont déclarées telles par l'adoption d'une loi sur la frontière, pour la province ou les provinces en question. Les lois prévoient généralement que la frontière ainsi délimitée et démarquée sur certaines cartes portant une dénomination et déposées auprès de la Division des levés officiels et des cartes aéronautiques d'EMR constitue effectivement la frontière entre les provinces en question.

Les travaux d'arpentage et de démarcation des frontières, ainsi que la liaison avec les assemblées législatives provinciales intéressées sont effectués par les commissions des frontières interprovinciales créées à cet effet par décret et elles sont dissoutes lorsque les travaux sont achevés. L'arpenteur général du Canada est le représentant du gouvernement fédéral auprès des provinces.

Les lois en vigueur, sur les frontières dont l'existence est prouvée sur des cartes déposées auprès de la Division des levés officiels et des cartes aéronautiques du Ministère sont les suivantes:

24. Acte de l'Alberta, S.C. 1905, c. 3

25. Alberta-British Columbia Act, S.C. 1932, c. 5

26. Alberta-N.W.T. Boundary Act, S.C. 1957-58, c. 23

27. British Columbia-N.W.T. Boundary Act, S.C. 1967-68, c. 57

28. Manitoba Boundaries Extension Act, S.C. 1912, c. 32

29. Manitoba-N.W.T. Boundary Act, S.C. 1966-67, c. 61

30. Manitoba-Saskatchewan Boundary Act, 1966, S.C. 1966-67, c. 57

31. Ontario Boundaries Extension Act, S.C. 1912, c. 40

32. Ontario-Manitoba Boundary Act, S.C. 1953-54, c. 9

33. Quebec Boundaries Extension Act, S.C. 1912, c. 45

34. Saskatchewan-N.W.T. Boundary Act, S.C. 1966-67, c. 58

35. Loi sur le Yukon, S.C. 1898, c. 6

(iii) Frontières électorales

36. Loi sur la révision des limites des circonscriptions électorales, S.R.C. 1970, c. E-2
modifiée par
S.C. 1973-1974, c. 23
1974-1975-1976, c. 10
1974-1975-1976, c. 13
1974-1975-1976, c. 28
1976-1977, c. 18
1978-1979, c. 13
- Cette loi impose des obligations à la Direction des levés et de la cartographie d'EMR (en vertu des articles 11, 15 et 26) pour aider à la création d'une commission en vertu de la loi et pour préparer et imprimer les cartes indiquant les limites de toutes les circonscriptions électorales.

(iv) Lois inopérantes administrées par le Ministère

37. Loi concernant la Beauharnois Light, Heat and Power Company
S.C. 1931, c. 19

38. Bras d'Or Coal Company Ltd., S.C. 1960-1961, c. 10

39. Loi d'urgence sur l'aide à l'exploration des mines d'or, S.R.C. 1970, c. E-5

Book Tariff
Canada Post
Postage paid
Rate des livres
Canada Poste
Port payé
K1A 0S9
OTTAWA

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

WITNESSES—TÉMOINS

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister.

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

Du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

M. Paul M. Tellier, sous-ministre.

M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Tuesday, April 10, 1984

Le mardi 10 avril 1984

Issue No. 2

Fascicule n° 2

Second Proceedings on

Deuxième fascicule concernant:

National Energy Program

Le Programme énergétique national

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the Department of Energy, Mines and Resources:*

Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister;

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

*Du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*

M. Paul M. Tellier, sous-ministre;

M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

**Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

**En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, April 10, 1984

**Issue No. 2**

**Second Proceedings on:**

National Energy Program

WITNESSES:
(See back cover)

Le mardi 10 avril 1984

**Fascicule nº 2**

**Deuxième fascicule concernant:**

Le Programme énergétique national

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

36748—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hasting, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

## ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 23, 1984:

"With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative."

## ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février 1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, APRIL 10, 1984
(5)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 10:34 a.m., with the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Bell, Doody, Guay, Hastings, Kelly, Lucier and Molgat. (7)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senators Lapointe and Kirby. (2)

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant.

*Witnesses:*

*From the Canadian Petroleum Association:*

Mr. A. R. (Arne) Nielsen, Chairman of the Board and Chief Executive Officer, Canadian Superior Oil Ltd.;

Mr. R. H. (Harry) Carlyle, Senior Vice President, Gulf Canada Resources Inc.;

Mr. Tony Stikeman, Senior Staff Economist, Shell Canada Resources Limited;

Mr. Leo de Bever, Director, Chase Econometrics Canada;

Mr. Ian R. Smyth, Executive Director, Canadian Petroleum Association.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840410-01 On motion of the Honourable Senator Kelly, it was agreed,—That the document submitted to the Committee by the Canadian Petroleum Association entitled «Summary of Canadian Petroleum Association Financial and Economic Forecast 1984-1993" be appended to this day's proceeding (*See Appendix "ENR 2-A"*).

The witnesses made statements and answered questions.

At 12:19 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 10 AVRIL 1984
(5)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'Énergie et des Ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 h 34 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings, président.

*Présents:* Les honorables sénateurs Bell, Doody, Guay, Hastings, Kelly, Lucier et Molgat. (7)

*Présents mais ne faisant pas partie du Comité:* Les honorables sénateurs Lapointe et Kirby. (2)

*Aussi présents: De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* Dean N. Clay, chef; Lynne C. Myers, attachée de recherche; et Philip DeMont, adjoint à la recherche.

*Témoins:*

*De l'Association pétrolière du Canada:*

M. A. R. (Arne) Nielsen, président du Conseil d'administration et directeur exécutif, *Canadian Superior Oil Ltd.*;

M. R. H. (Harry) Carlyle, vice-président principal, Ressources Gulf Canada Inc.;

M. Tony Stikeman, économiste principal, Ressources Shell Canada Limitée;

M. Leo de Bever, directeur, *Chase Econometrics Canada*;

M. Ian R. Smyth, directeur exécutif, l'Association pétrolière du Canada.

Le Comité reprend l'examen de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'y a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

RC840410-01 Sur motion de l'honorable sénateur Kelly, il est convenu qu'un document présenté au Comité par l'Association pétrolière du Canada et intitulé «Sommaire des prévisions financières et économiques de l'Association pétrolière du Canada, 1984-1993» soit annexé aux délibérations de ce jour. (*Voir Annexe «ENR 2-A»*).

Les témoins font des déclarations et répondent aux questions.

A 12 h 19, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*
Timothy Ross Wilson
*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, April 10, 1984

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 9.30 a.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** I call the meeting to order. Continuing our study of the National Energy Program, our witness this morning is Mr. Arne Nielsen, the Vice-Chairman of the Board of Governors of the Canadian Petroleum Association. In calling upon Mr. Nielsen, I should like to express, on behalf of the committee, our appreciation to Mr. Nielsen for the very prompt response of the association to our request. We deeply appreciate your co-operation and your interest in our work and your timely contribution to our discussion.

Mr. Nielsen will introduce the group, including Mr. Carlyle and Mr. Smith who also have a standing in that association. Mr. Nielsen will read an opening statement and thereafter, we will proceed to questioning.

Mr. Nielsen.

**Mr. A. R. (Arne) Nielsen, Vice-Chairman, Board of Governors, Canadian Petroleum Association:** Mr. Chairman and honourable senators, good morning. Let me begin by introducing my colleagues here this morning. To my right is Mr. Harry Carlyle, Senior Vice-President of Gulf Canada and Past-Chairman of the Canadian Petroleum Association. To his right is Mr. Tony Stikeman, Senior Staff Economist of Shell Canada. Next to him is Mr. Leo de Bever, Director, Chase Econometrics Canada. To his right is Mr. Owen Smyth, Executive Director of the Canadian Petroleum Association. I am Arne Nielsen, the Chairman and Chief Executive Officer of Superior Oil Company and Vice-Chairman of the Board of Governors of the Canadian Petroleum Association.

We are grateful for the opportunity to meet with you today to discuss some aspects of a study of oil and gas policy which has engaged member companies of the Canadian Petroleum Association for some time. As I will attempt to demonstrate, ours has been a long and thorough process. Eleven members of our task force, drawn from the member companies of the Canadian Petroleum Association, plus two CPA staff members, plus five resource people, sat down for their first meeting on January 17, 1983. Since then they have met at least 50 times. Numerous subcommittees met throughout the year to thrash out study detail; nine standing committees of the CPA prepared material; and, in order to ensure independent and objective analysis of the results of our work, we also engaged a major economic analysis consulting firm.

We went through this long process because we in the upstream oil and gas industry—the exploration and production companies—are hurting. We are performing well below potential. We want to get back to work and, given a more appropri-

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 10 avril 1984

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 h 30 pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Je déclare la séance ouverte. Dans le cadre de notre examen du Programme énergétique national, comparaît devant nous ce matin M. Arne Nielsen, vice-président du conseil d'administration de l'Association pétrolière du Canada. J'aimerais profiter de l'occasion pour remercier M. Nielsen, au nom du Comité, d'avoir si vite répondu à notre invitation. Nous apprécions profondément votre collaboration et l'intérêt que vous portez à notre travail, de même que votre précieuse contribution à nos débats.

M. Nielsen nous présentera son groupe, dont MM. Carlyle et Smyth, qui sont des membres importants de l'Association. Il nous lira sa déclaration d'ouverture et nous lui poserons ensuite nos questions.

Monsieur Nielsen, la parole est à vous.

**M. A. R. (Arne) Nielsen, vice-président, conseil d'administration, Association pétrolière du Canada:** Monsieur le président et honorables sénateurs, bonjour. Permettez-moi de vous présenter tout d'abord les collègues qui m'accompagnent ce matin. A ma droite, M. Harry Carlyle, vice-président principal de Gulf Canada et ex-président de l'Association pétrolière du Canada. A sa droite, M. Tony Stikeman, principal économiste chez Shell Canada. A côté de lui, M. Léo de Bever, directeur, *Chase Econometrics Canada*. A sa droite, M. Owen Smyth, directeur administratif de l'Association pétrolière du Canada. Quant à moi, Arne Nielsen, je suis président-directeur général de la *Superior Oil Company* et vice-président du conseil d'administration de l'Association pétrolière du Canada.

Nous vous sommes reconnaissants de nous donner l'occasion de vous rencontrer et de discuter de certains aspects d'une étude sur la politique pétrolière et gazière qui occupe les compagnies membres de l'Association pétrolière du Canada depuis un certain temps. Comme je tenterai de vous le démontrer, le procédé que nous avons suivi a été long et approfondi. Onze membres de notre équipe de travail, provenant de compagnies membres de l'Association pétrolière du Canada, outre deux membres du personnel de l'Association et cinq personnes-ressources, se sont réunis une première fois le 17 janvier 1983 et se sont rencontrés au moins une cinquantaine de fois depuis. De nombreux sous-comités se sont réunis au cours de l'année pour approfondir l'étude, neuf comités permanents de l'APC ont préparé de la documentation et, pour que nos travaux donnent lieu à une analyse indépendante et objective, nous avons retenu les services d'une importante entreprise d'experts-conseils en analyse économique.

Si nous nous sommes donnés tant de mal, c'est que l'industrie gazière et pétrolière d'amont, soit les sociétés d'exploration et de production, souffre de la situation actuelle. Notre rendement est bien inférieur à notre potentiel. Nous voulons nous

[*Text*]

ate policy environment, we could do so quickly and aggressively.

We cannot, however, simply announce that the rules of the game should be modified. Believing in a competitive market-oriented system as we do, we could hardly sit back and wait for government to come up with a better idea. Rather, we felt we had to analyze our situation carefully, come up with some responsible recommendations and use them as a starting point for discussions with the other major sectors in our society: other business groups, consumer and other interest groups and, of course, governments.

This raises an important point—indeed, a point that shaped not only the philosophy behind the task force but much of its research.

It is not enough for us to suggest changes in oil and gas policy solely on the ground that they would benefit the upstream oil and gas industry. Changes to national policy can be justified only if they are clearly and substantially to the benefit of Canada as a whole and if the inevitable downside impacts are both few and small.

The task force therefore addressed these questions: Given certain policy modifications, how much more active would our industry be and how would Canada benefit from that activity?

We went about answering those questions first by building two scenarios covering a ten-year period—for illustrative purposes, 1983 to 1992. One scenario is a reference case, which represents existibng policy and likely industry activity within that framework. The other scenario is an opportunity case incorporating modified policy and the kind of industry activity levels we believe would be made possible by those changes.

Our next step was to present our two scenarios to Chase Econometrics Canada, a highly respected, Toronto-based independent economic consulting firm. We asked Chase to measure the impact on Canada of the opportunity case activity level.

As a result, we now know what our industry is likely to be able to do over the next nine years, if policy does not change, and what kinds of policy modifications we would like to see introduced. Also, we now know what our industry is likely to be able to do over the next nine years given those policy modifications, and what difference it would make to the rest of Canada.

I feel obliged to interrupt this presentation for a moment to say a few words about miracles. My few words are these: There are no miracles. This is the heart-felt belief of those of us in the exploration and production game, an industry where we would very much like to believe in miracles. Indeed, for a few short years at the end of the 1970s, we thought the age of miracles had come. So did our bankers; and so did our governments. In fact, the governments built whole policies on that belief.

[*Traduction*]

remettre au travail et, si la politique pétrolière et gazière nous convenait davantage, ce serait rapidement et avec dynamisme que nous le ferions.

Toutefois, nous ne pouvons tout simplement déclarer qu'il faut modifier les règles du jeu. Comme nous croyons à un système concurrentiel axé sur le marché, il nous était difficile d'attendre que le gouvernement propose une meilleure idée. Nous estimions qu'il nous fallait plutôt analyser notre situation avec soin et proposer des recommdandations valables qui serviraient de base aux discussions avec les autres groupes importants de notre société: les autres secteurs commerciaux, les consommateurs et divers groupes d'intérêt et, bien entendu, les gouvernements.

Cela soulève évidemment un point important, un point qui a déterminé non seulement la philosophie de notre groupe de travail mais également l'orientation d'une grande partie de ses travaux de recherche.

Il ne suffit pas de proposer des modifications à la politique pétrolière et de gazière en invoquant simplement le fait qu'elles seraient avantageuses pour l'industrie. Il peut être justifié de modifier une politique nationale s'il est absolument dans l'intérêt de l'ensemble du Canada de le faire et que les répercussions négatives inévitables soient mineures.

Le groupe de travail s'est par conséquent penché sur ces questions: premièrement, dans quelle mesure notre industrie accroitraît-elle son niveau d'activité moyennant certaines modifications de la politique? Et deuxièmement, comment le Canada tirerait-il profit de cette activité?

Nous nous sommes penchés sur ces questions tout d'abord en élaborant deux scénarios portant sur une période de dix ans, soit de 1983 à 1992, à des fins d'illustration. Le premier scénario est basé sur le régime actuel et tient compte de l'activité industrielle probable. Le second repose sur un régime modifié et tient compte des niveaux d'activité que les changements rendraient possibles.

Nous avons ensuite soumis nos deux scénarios à la *Chase Econometrics Canada*, entreprise indépendante très renommée d'experts-conseils en économique, située à Toronto. Nous lui avons demandé de mesurer l'incidence, sur le Canada du degré d'activité prévu dans ce second scénario.

Grâce à cette étude, nous savons maintenant ce que notre industrie serait probablement capable au cours des neuf prochaines années, si la politique demeurait la même, et quelle sorte de modifications nous aimerions voir apporter à cette politique. Nous savons aussi ce dont notre industrie pourrait être capable dans les neuf prochaines années si ces modifications étaient apportées, ainsi que l'incidence de ses activités sur le pays tout entier.

Je crois devoir m'interrompre un moment pour vous dire un mot sur les miracles: les miracles n'existent pas. C'est du moins ce que pense l'industrie de l'exploration et de la production, une industrie qui aimerait beaucoup croire aux miracles. Effectivement, pendant quelques brèves années, vers la fin des années 70, nous avons pensé que l'ère des miracles était arrivée. Nos banquiers aussi, de même que nos gouvernements. En fait, les gouvernements ont conçu des politiques entières à partir de ce mythe.

[*Text*]

Now we all know better. That knowledge has also shaped our search for a more suitable oil and gas policy. We therefore worked with very conservative data; used only existing technology, manpower availabilities, keeping carefully in mind, in our opportunity case scenario, that many companies will be hampered by heavy-debt loads for years to come, whatever policy framework is in place.

That debt-load problem illustrates one more point about miracles—or, rather, non-miracles. It is now fully apparent that we are all bound together in this nation: The times are never rich enough, the profits never high and sure enough to support a policy designed to benefit one part of the country at the expense of another or one segment of an industry at the expense of another. What weakens one weakens all. Measures introduced specifically for Canadian-owned companies ended up damaging our industry as a whole and, sadly and ironically, sometimes the Canadian companies more than the rest. Better far to have fair, equal policy for all; it provides the only arena in which businesses may compete effectively, flourish, and provide benefits to society as a whole.

Our task force, therefore, in recommending policy changes, made sure they were the best possible expression of the interests of all companies in this industry. As you know, some of the CPA's 70 member-companies are Canadian-controlled and some are foreign-controlled; indeed, virtually every major Canadian company of either kind in our industry is included in our membership. Each task-force policy recommendation was therefore prepared by a balanced team: One Canadian company, one foreign-controlled. It made for some arduous discussions, but also for very realistic ones.

That is the end of my digression on miracles. It reassures me, and I trust it reassures you, given the decidedly non-miraculous economic climate of the 1980s, to know that the benefits I am about to discuss are, if anything, an under-estimation of our industry's potential and its potential impact on the nation.

I stress the word "potential". The significant thing about our reference and opportunity case scenarios is not the exact numbers used, nor the policy details: The significant thing is the size of the spread between the two sets of benefits. That spread is the measure of the potential presently going unrealized.

On that note, and by way of conclusion to these introductory remarks, I want to turn briefly to the subject of the National Energy Program. I said earlier that our industry is hurting and, clearly, evidence in the form of reduced activity levels and lay-offs is all around us to support that assertion. Statistics, recording the decline since 1980 in such indicators as well completions, rig utilization or capital investment are readily available from recognized and authoritative sources. We

[*Traduction*]

Mais nous sommes tous plus sages aujourd'hui. Cette découverte a également défini notre quête d'une politique plus adéquate en matière de pétrole et de gaz. Nous nous sommes donc fondés sur des données très modérées, la technologie existante et la main-d'œuvre disponible, en n'oubliant pas que, selon notre second scénario, de nombreuses compagnies seraient gênées par de lourdes dettes pendant plusieurs années à venir, quelle que soit la politique adoptée.

Ce problème d'endettement illustre la question des miracles, ou plutôt l'inexistence des miracles. Il est maintenant tout à fait évident que nous sommes tous liés les uns aux autres: les temps sont toujours trop durs, les profits ne sont jamais suffisamment élevés ni sûrs pour appuyer une politique conçue dans l'intérêt d'une partie du pays mais au détriment d'une autre, ou d'une partie d'une industrie au détriment d'une autre. Ce qui affaiblit les uns affaiblit les autres. Les mesures adoptées précisément à l'intention des sociétés appartenant à des Canadiens ont nui, en fin de compte, à l'ensemble de notre industrie et, il est triste et ironique de constater que les sociétés canadiennes en ont parfois souffert plus que les autres. Il vaut mieux compter sur une politique juste et équitable pour tous qui permette aux entreprises de supporter la concurrence efficacement et de prendre de l'expansion et qui rapporte à l'ensemble de la société.

Par conséquent, en recommandant des modifications à la politique, notre groupe de travail a veillé à ce que ces modifications soient dans l'intérêt de toutes les entreprises de cette industrie. Vous le savez, des 70 sociétés membres de l'ACP, certaines sont détenues par des intérêts canadiens et d'autres par des intérêts étrangers. Effectivement, presque toutes les grandes compagnies canadiennes d'un type ou de l'autre qui font partie de notre industrie font également partie de notre association. Chaque recommandation du groupe de travail a donc été élaborée par une équipe représentative: une entreprise canadienne, une entreprise étrangère. Les discussions se sont parfois échauffées mais elles ont donné lieu à des conclusions très réalistes.

Voilà qui met fin à ma digression sur les miracles. Je suis rassuré, et j'espère que vous l'êtes également, vu le climat économique absolument peu miraculeux des années 80, de savoir que les avantages dont je suis sur le point de vous entretenir ne représentent qu'une sous-estimation du potentiel de notre industrie et de l'incidence potentielle de celle-ci sur la nation.

J'insiste sur le mot «potentiel». Ce ne sont pas les nombres utilisés ni les détails relatifs à la politique qui importent dans nos deux scénarios, mais bien la différence entre les avantages qu'offre chacun d'eux. Cette différence est la mesure du potentiel qui n'est pas réalisé à l'heure actuelle.

Sur cette note, et en guise de conclusion, je voudrais revenir brièvement sur le Programme énergétique national. J'ai dit plus tôt que notre industrie souffrait de la situation actuelle, à preuve les niveaux réduits de son activité et les mises à pied. Il est facile d'obtenir de sources reconnues des statistiques révélant le déclin, depuis 1980, d'activités telles le forage de puits, l'utilisation de plates-formes ou l'investissement de capitaux. Toutefois, nous croyons qu'il serait plus utile de considérer le

[*Text*]

believe, however, that a more constructive way to look at the existing policy framework created by the National Energy Program, and subsequent modifications to it, is not to dwell on the past but rather to focus on what could and should, indeed must, be achieved in the future if we are to have a healthy Canadian economy and secure oil supplies.

The reference case of which I spoke earlier represents a continuation of existing policies; a continuation of the NEP, if you like. The opportunity case represents what could be achieved with a healthy and more aggressive upstream petroleum industry. The spread between the two cases is, as I said, a measure of unrealized potential for Canada and Canadians.

It seems to me that the task for Canadians is to see whether and how policy modifications can be achieved that would enable us to tap that unrealized potential. So far as the CPA is concerned, the essence of that task is a co-operative and consultative approach, involving all major interests—business, consumers and government. That will be a major next step for our association in 1984.

With all that as background, I now turn to the specifics of our presentation, and in that regard, I should like to introduce Mr. Tony Stikeman.

**Senator Kelly:** Mr. Chairman, before we go any further, I should like to move that the document entitled "Summary of Canadian Petroleum Association Financial and Economic Forecast 1984-1993" be appended to the proceedings of today.

**The Chairman:** Is that agreed, honourable senators?

**Hon. Senators:** Agreed.

(*For text of appendix, see p. 2A:1.*)

**The Chairman:** I should like you to pause after you have explained the various subjects so that senators can ask questions.

**Mr. Tony Stikeman, Senior Staff Economist, Shell Canada Resources Limited:** Yes, Mr. Chairman.

Honourable senators, ladies and gentlemen, there is a handout which we have circulated in advance. I propose to go through the handout in view-graph form, and I will supplement that with overhead visuals to further elaborate the points we are trying to make.

To recapitulate a portion of what Mr. Nielsen has said, what we have attempted to do is develop two scenarios representing two alternative futures for the oil and gas industry. The reference case is intended to represent possible industry activity under current pricing and fiscal regimes. On the up side we have developed what is called an "opportunity case", which represents possible industry activity under a modified policy environment. That modified policy environment, which we will discuss in a moment, in effect represents the thrust of the Canadian Petroleum Association's policy proposals on a broad range of matters.

On my immediate right is Mr. Leo de Bever, Director, Chase, Econometrics Canada. He was given our data and conclusions on the differences between the two cases and quite independently took that material and ran it through his models

[*Traduction*]

cadre politique actuel qu'a créé le Programme énergétique national et ce, sans pleurer sur le passé, mais plutôt en s'attachant à ce que l'on peut et doit réaliser dans l'avenir si nous voulons jouir d'une économie canadienne saine et de provisions de pétrole assurées.

Le premier scénario que je vous ai décrit plus tôt est fondé sur l'application de la politique existante, la prolongation du Programme énergétique national si vous voulez. Le second scénario décrit ce à quoi on pourrait arriver grâce à une industrie pétrolière d'amont saine et plus dynamique. La différence entre les deux scénarios représente, je le répète, la mesure d'un potentiel non encore réalisé pour le Canada et les Canadiens.

Il me semble que les Canadiens doivent se demander quelles modifications nous permettraient d'apporter ce potentiel. En ce qui concerne l'APC, il s'agit essentiellement d'une tâche de collaboration et de consultation à laquelle doivent prendre part toutes les principales parties intéressées, soit le milieu des affaires, les consommateurs et le gouvernement. Ce sera là un des principaux objectifs de notre association en 1984.

Après toutes ces données, je passe maintenant aux détails de notre exposé, et j'aimerais en profiter pour vous présenter M. Tony Stikeman.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur le président, avant d'aller plus loin, j'aimerais proposer que le document intitulé *Sommaire des prévisions financières et économiques de l'Association pétrolière du Canada 1984-1993* soit annexé à nos délibérations d'aujourd'hui.

**Le président:** Y consentez-vous, honorables sénateurs?

**Des voix:** D'accord.

(*Pour le texte de l'annexe, se reporter à la page 2A:1.*)

**Le président:** J'aimerais que vous fassiez une pause après avoir expliqué les divers sujets de sorte que les sénateurs puissent vous poser des questions.

**M. Tony Stikeman, principal économiste, Ressources Shell Canada Limitée:** Très bien, monsieur le président.

Honorables sénateurs, mesdames et messieurs, nous avons fait circuler un document au préalable. Je propose de passer d'abord les graphiques en revue et de passer ensuite aux diapositives pour approfondir les points que nous soulèverons.

Pour récapituler une partie de ce qu'a dit M. Nielsen, nous avons tenté de concevoir deux scénarios représentant chacun une solution de rechange pour l'industrie gazière et pétrolière. Le premier décrit l'activité possible de l'industrie dans le cadre du régime actuel des prix et des impôts. Le second scénario décrit l'activité possible de l'industrie dans le cadre d'un régime modifié. Ce régime modifié, dont nous discuterons dans un moment, reflète en fait l'orientation que propose d'adopter l'Association pétrolière du Canada à l'égard d'un vaste éventail de questions de principes.

Tout de suite à ma droite se tient M. Leo de Bever, directeur de la Chase Econometrics Canada, à qui nous avons communiqué nos données et conclusions sur les différences entre les deux scénarios. Il s'en est servi à son gré pour en arriver à une

[*Text*]

to develop a detailed assessment of what the spread of the impacts between the two cases is on the Canadian economy in general.

To summarize quickly the potential which we visualize as being achievable by the industry, one of the cruxes of our view of our own industry is that we see a current slack in the Canadian economy which is operating below potential, and this appears to represent an excellent opportunity for an industry of the size and dynamism and capital intensify of the oil and gas sector to make a fairly significant impact on gross national product, employment and the general spin-off effects in all sectors and all regions of the country.

We believe that further policy attention should be given to our industry, not only because it is currently operating below its potential within the economy, but also because, as an industry, it is clearly capable of selling and marketing all its additional oil and natural gas almost as quickly as it is found at world prices. We believe that this, therefore, makes our industry relatively unique in the spectrum, because there are few other industries that have the capacity to take advantage of policy changes and to bring about enhanced and immediate action in the form of increased supplies, increased product, and being able to sell them on domestic or world markets at world prices almost as soon they are produced. This is particularly true of crude oil, and we firmly believe that in a matter of a few years it will be equally applicable to natural gas.

The final point should like to make on this particular subject is that history has proven that our industry has the capacity to respond promptly and aggressively to new opportunities, and we believe that quick reaction would prevail if policy changes were introduced in the foreseeable future.

**The Chairman:** Mr. Stikeman, you say that incremental oil production is immediately marketable at world prices, yet later in your brief you say that you would like government intervention. When do you want the government to intervene? When the price is down or when it is at world prices?

**Mr. Stikeman:** We believe, as a general statement, Mr. Chairman, that world prices ought to prevail for all crude oil in Canada, and ultimately in gas, although it will take longer to set the price of gas through the deregulation process.

With respect to further market intervention on crude oil prices, we see clearly that it is the government's prerogative and responsability to be able to adjust widely and rapidly fluctuating prices, if that situation occurs, but as a general statement, we do not feel that further control of oil prices over the long haul is required or desirable.

**Mr. Nielsen:** Mr. Chairman, we think that government intervention is why we do not have world prices for our oil. We want less government intervention allowing all of our oil to be set at world prices.

[*Traduction*]

analyse détaillée de l'ampleur des répercussions de chacun des régimes sur l'ensemble de l'économie canadienne.

Je résumerai ainsi le potentiel que nous jugeons réalisable par l'industrie: notre industrie s'attend principalement à un relâchement de l'économie canadienne, qui fonctionne en-deçà de son potentiel à l'heure actuelle, ce qui semble présenter une excellente occasion, pour une industrie de capitaux de l'importance et du dynamisme de l'industrie gazière et pétrolière, d'influer considérablement sur le produit national brut, l'emploi et les retombées, dans tous les secteurs et les régions du pays.

Nous estimons que la politique devait davantage tenir compte de notre industrie, non seulement parce qu'elle fonctionne en-deçà de son potentiel dans l'économie actuelle, mais aussi parce que, en tant qu'industrie, elle est manifestement capable de vendre et de commercialiser tout le pétrole et le gaz naturel excédentaires à des prix concurrentiels sur la scène internationale, et ce presque aussi vite qu'elle le découvre. Par conséquent, nous estimons que notre industrie est relativement unique en son genre parce que peu d'autres sont comme elle en mesure de profiter de modifications apportées à la politique et de provoquer des réactions positives immédiates telles que l'augmentation des stocks, et la capacité de vendre ceux-ci sur les marchés intérieurs ou internationaux à des prix concurrentiels presque sans tarder. Cela s'applique parti culièrement au pétrole et nous croyons fermement que dans quelques années à peine, cela s'appliquera également au gaz naturel.

J'aimerais enfin souligner que l'histoire a démontré que notre industrie a la capacité de saisir avec rapidité et dynamisme les nouvelles occasions qui s'offrent à elle, et nous estimons qu'elle sera en mesure de continuer de réagir vivement si des modifications étaient apportées à la politique dans un proche avenir.

**Le président:** Monsieur Stikeman, vous dites qu'il est possible de commercialiser immédiatement le pétrole excédentaire aux prix du marché international et pourtant, plus loin dans votre mémoire, vous dites être en faveur de l'intervention gouvernementale. A quel moment voulez-vous exactement que le gouvernement intervienne? Lorsque le prix est faible ou lorsqu'il correspond aux prix internationaux?

**M. Stikeman:** En règle générale, monsieur le président, nous estimons que tout le pétrole produit au Canada devrait être vendu aux prix internationaux de même que le gaz, quoiqu'il faudra plus longtemps pour déterminer le prix du gaz si l'on procède par déréglementation.

Quant à toute intervention future en ce qui concerne le prix du pétrole, nous estimons que le gouvernement a le droit et le devoir de parer à des prix qui fluctueraient à une allure folle mais, en règle générale, nous ne pensons pas qu'il soit nécessaire ou même souhaitable de contrôler les prix du pétrole à long terme.

**M. Nielsen:** Monsieur le président, nous pensons que c'est à cause de l'intervention gouvernementale que nous ne pouvons vendre notre pétrole aux prix mondiaux. Nous voudrions que le gouvernement intervienne moins, de façon que nous puissions vendre tout notre pétrole aux prix mondiaux.

[*Text*]

**The Chairman:** Yet further in your brief you ask for government intervention during times of disruption. Do you want government intervention when the price is down and not when the price is up? You say you want government intervention in oil, but not in gas; is that because the price of gas is down?

**Mr. Nielsen:** We are advocating, Mr. Chairman, no government intervention in either gas or oil in the long term. That point is brought out later in the material. We believe that deregulation of gas prices, and so forth, will take a considerable period of time and will have to be phased in over a long period of time. We do not believe the same is necessary for the pricing of oil.

We do recognize that when we are talking about government intervention in the future we are speaking only of times when there may be radical changes in the price of oil. If there are major developments in the Middle East which cause the price to rise very rapidly, or, on the other hand, something that could happen in the world scene that would cause a rapid decrease in the price of oil, we recognize that government intervention is essential for the good of the country.

**The Chairman:** So you want government intervention when the price decreases but not when it increases.

**Mr. Nielsen:** We recognize and accept government intervention for radical and sudden changes in the price of hydrocarbons, but in moral market conditions we are in favour of a minimum of government intervention.

**Senator Guay:** At page 4 of the brief you speak about miracles. That fits into your discussion relating to workd prices, I, too, believe in miracles. At page 4 you state:

> The times are never rich enough, the profits never high and sure enough—

What is a fair profit, percentage-wise, for a company as far as net profit is concerned, bearing in mind the prices of today? What would be satisfactory as far as the revenue of a company is concerned in the final analysis?

Would you explain more fully the benefits to one part of the country at the expense of the other? I think that that statement ought to be explained more fully than it is.

**Mr. Nielsen:** With respect to your first question, senator, I would hesitate today to give you a number representing what is a fair profit. That varies with economic conditions.

**Senator Guay:** I asked you my question relative to today's prices; that is realistic. What do you expect to gain as a net profit as of today?

**Mr. Nielsen:** Every company has its own economic parameters which it requires or expects to achieve in order to consider itself successful. This varies from company to company, and certainly varies from company to company within our association. We do not have a number as an association which we would consider to be an acceptable figure for all of our companies, because we are all different. We believe that we should have adequate profits so that we can reinvest and put money

[*Traduction*]

**Le président:** Pourtant, dans votre mémoire, vous demandez que le gouvernement intervienne dans des moments difficiles. Voulez-vous que le gouvernement intervienne lorsque le prix est bas mais non lorsqu'il est élevé? Vous désirez que le gouvernement intervienne à l'égard du pétrole, mais non du gaz. Est-ce parce que le prix du gaz est bas?

**M. Nielsen:** A vrai dire, monsieur le président, nous voudrions que le gouvernement n'intervienne, à long terme, ni sur le plan du gaz ni sur celui du pétrole. Nous soulevons ce point plus loin dans le document. Nous estimons que la déréglementation du prix du gaz, et ainsi de suite, exigera un certain temps et devra être effectuée par étapes. Nous ne pensons pas que ce sera nécessaire pour la fixation du prix du pétrole.

Nous reconnaissons toutefois que nous préconisons l'intervention gouvernementale uniquement lorsque le prix du pétrole subirait des changements radicaux. Nous reconnaissons que l'intervention du gouvernement serait essentielle au bien du pays lorsque des développements majeurs au Proche-Orient auront entraîné une hausse soudaine du prix ou encore lorsqu'un événement d'ordre international aura entraîné une chute rapide du prix du pétrole.

**Le président:** Vous voudriez donc que le gouvernement intervienne lorsque les prix baissent mais non lorsqu'ils augmentent.

**M. Nielsen:** Nous appuyons et acceptons l'intervention gouvernementale lorsque le prix des hydrocarbures change de façon radicale et soudaine mais, dans des conditions commerciales normales, nous préférons que le gouvernement intervienne le moins possible.

**Le sénateur Guay:** A la page 4 de votre mémoire, vous parlez de miracles. Cela s'applique bien à votre discours sur les prix mondiaux. Moi aussi je crois aux miracles. A la page 4 vous dites:

> Les temps sont toujours trop durs, les profits ne sont jamais suffisamment élevés ni sûrs . . .

A votre avis, quel serait le pourcentage d'un profit équitable pour une compagnie, compte tenu des prix actuels? Quel serait, en dernière analyse, un revenu satisfaisant pour une compagnie?

J'aimerais que vous expliquiez plus en détail les avantages qu'obtiendrait une partie du pays au détriment de l'autre. Je crois que cette affirmation mérite d'être approfondie.

**M. Nielsen:** Pour ce qui est de votre première question, sénateur, j'hésiterais à vous donner aujourd'hui un chiffre définitif. Tout dépend des conditions économiques.

**Le sénateur Guay:** Je vous ai posé ma question compte tenu des prix actuels; c'est réaliste je crois. A combien estimez-vous votre profit net aujourd'hui?

**M. Nielsen:** Chaque société se définit des paramètres économiques qu'elle tient à respecter ou s'efforce de respecter pour se considérer prospère. Ces paramètres varient d'une société à l'autre et, bien sûr, entre les sociétés de notre association. En tant qu'association, nous ne pouvons vous donner de pourcentage qui soit jugé acceptable par toutes nos sociétés parce qu'elles sont toutes différentes les unes des autres. Nous estimons que les profits devraient nous permettre d'investir dans le

[*Text*]

back into the country and back into exploration and development activities. In the past few years our ability to do so has been seriously stymied in that regard. Some companies simply have not had the necessary funds or cash flow to reinvest it into exploration and development. Some, that are in better financial condition, have been able to continue to do so at various levels.

**Senator Guay:** Perhaps my question was not clear. What is a fair profit, percentage-wise, as far as the oil companies are concerned? For every dollar invested there must be a percentage that has a fair return.

**Mr. Nielsen:** I will respond on behalf of my own company. We would consider that a rate of return of 18 per cent on our investment would be adequate and would justify reinvestment of our funds and also justify proceeding with a project. Looking at my associates here, they may have a different number because it varies from company to company.

**The Chairman:** The second part of Senator Guay's question, Mr. Nielsen, referred to your remarks with respect to one part of a country compared to another.

**Mr. Nielsen:** Mr. Chairman, that answer will come out later in the presentation and you will see what we mean about benefiting all parts of the country. This is part of Mr. Stikeman's material that is forthcoming.

**The Chairman:** Are your remarks an implication that the present policy is benefiting one part of the country against the other? It was a strange statement.

**Senator Guay:** That is what I want clarification on.

**Mr. Nielsen:** I followed that up with a comment to the effect that it is a matter of fairness to all companies regardless of—

**The Chairman:** You means all sectors of the industry?

**Mr. Nielsen:** Yes—regardless of their nationality.

**The Chairman:** But you did not say that in your remarks. You referred to parts of Canada.

**Senator Guay:** You said parts of the country at the expense of the others, so there are two different parts, but it is still the same country.

**Mr. Nielsen:** Perhaps Mr. Smyth could respond to that.

**Mr. Ian R. Smyth, Ececutive Director, Canadian Petroleum Association:** Senator, I think there is a reference here that the two are joined together. That observation occurred at the bottom of page 4. I think one has to look at that statement in full context and take into account the fact that policies which force investment to one part of the country, rather than seeking those benefits or opportunities which are economic, tend to distort economics and, ultimately, tend to distort the true flow of benefits to the places in which they should come through economics rather than a forced march.

[*Traduction*]

pays ainsi que dans les entreprises d'exploration et d'exploitation. Ces dernières années, notre capacité de réinvestir a été gravement limitée. Certaines sociétés n'ont tout simplement pas accumulé de fonds ou de ressources qu'elles auraient pu réinvestir dans les activités d'exploration et d'exploitation. D'autres, qui jouissent de meilleures conditions financières, ont pu poursuivre leurs activités à divers niveaux.

**Le sénateur Guay:** Peut-être que ma question n'était pas suffisamment claire. Quel serait, en pourcentage, un profit raisonnable pour les compagnies pétrolières? Chaque dollar investir doit entraîner un certain taux de rentabilité raisonnable.

**M. Nielsen:** Je répondrai, si vous le permettez, au nom de ma propre société. Pour nous, un taux de rendement de l'investissement de 18 p. 100 serait adéquat et justifierait le réinvestissement de nos fonds ainsi que la mise en œuvre d'un projet. Par ailleurs, cela peut ne pas correspondre au taux de rendement que mes associés ici présents cherchent à atteindre, car que tout varie d'une compagnie à l'autre.

**Le président:** La deuxième partie de la question du sénateur Guay, Monsieur Nielsen, renvoyait à votre observation selon laquelle une partie du pays peut jouir de certains avantages au détriment d'une autre.

**M. Nielsen:** Monsieur le président, vous comprendrez plus loin dans l'exposé ce que nous entendons par «avantages dont peuvent bénéficier toutes les parties du pays». Ce principe est expliqué dans la documentation que M. Stikeman vous distribuera.

**Le président:** Voulez-vous insinuer par là que la politique actuelle est avantageuse pour une partie du pays mais préjudiciable à l'autre? C'est là une drôle d'assertion.

**Le sénateur Guay:** C'est ce que j'aimerais voir préciser.

**M. Nielsen:** Mais j'ai ajouté que c'est une question d'équité pour toutes les sociétés sans qu'il soit tenu compte de . . .

**Le président:** Vous voulez dire tous les secteurs de l'industrie?

**M. Nielsen:** Oui, compte non tenu de la nationalité.

**Le président:** Ce n'est pas ce que vous avez dit. Vous avez parlé de différentes parties du Canada.

**Le sénateur Guay:** Vous avez dit qu'une partie du pays en profiterait au détriment de l'autre, de sorte qu'il est deux parties distinctes, mais un seul et même pays.

**M. Nielsen:** M. Smyth pourrait peut-être mieux vous répondre.

**M. Ian R. Smyth, directeur exécutif, Association pétrolière du Canada:** Sénateur, je crois qu'il faut comprendre ici que les deux parties sont liées l'une à l'autre. Cette observation figure au bas de la page 4. Je pense qu'il faut considérer l'observation dans son contexte global et tenir compte du fait que les politiques qui favorisent l'investissement de capitaux dans une partie du pays, plutôt que de promouvoir les bénéfices ou avantages économiques, ont tendance à distordre l'ordre économique et, en fin de compte, à empêcher que les profits soient réinvestis dans les domaines où ils le seraient normalement si aucune obligation n'était imposée.

[*Text*]

That same observation applies within the industry, of forcing onto one kind of activity or one kind of company a flow of funds or a kind of activity which, otherwise, would have been different, if you had been looking at it on a business basis rather than as the broader issue of a political or socio-economic philosophy of a particular kind. the underlying observation is that those things which are most economic ultimately are those which are of greatest benefit to the country, because, if they are uneconomic, by definition there is a waste of resources, capital and activity and, consequently, the whole country does not benefit.

**The Chairman:** Mr. Smyth, is there an implication in your statement that the present policy framework has been designed to benefit one part of the country at the expense of another?

**Mr. Smyth:** If there is an implification in that context, I do not think it is intended in that way so much as it is to say that particular kinds of activities which have been encouraged at the expense of others, which are badly needed, may, ultimately, do harm to the country as a whole.

**The Chairman:** You are saying no, there is no implication?

**Mr. Smyth:** There is no deliberate intent, but having said that, later on as we come through this presentation, there will emerge the view of the Canadian Petroleum Association that we ought not to be putting all our eggs in this or that basket, but rather that we should be going at the oil supply problem in particular on all fronts, and that suggests a rather different approach from what is necessarily the case at present.

**Senator Guay:** I think that that statement indicates that all the eggs are in the same basket because the following wording in that paragraph says that what weakens one weakens all. I think you would get the dozen eggs in one shot. I read that paragraph very carefully and that is the reason I asked those questions, I am not satisfied with the answer at the moment, but I will follow Mr. Nielsen's advice and wait until later to bring that up again.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, I have one point of clarification in response to a question which you raised. Mr. Nielsen in responding to you used the phrase "government intervention" and he also used the phrases "market set prices" and "world prices." Is he suggesting that the world price is a market set price, or that, if it is not, intervention by some governments in the way the cartel sets a price is one form of government intervention, but that government intervention by the Canadian government is a different thing? I am always bothered by labels.

**Mr. Nielsen:** Senator Kirby, what we are specifically referring to is that we have a set price for what is called old oil. That price is set by the Canadian government at $29.75, or somewhere in that area, and is agreed upon by the provincial governments and the federal government. That is a government set price. The price of our so-called new oil, or NORC oil, is established on the basis of oil imported into Montreal. The system has changed recently, but one price is a government set price and the other is not, although the fact that this is accepted as a NORC price is agreed to by the government.

[*Traduction*]

La même observation s'applique à l'industrie lorsqu'on impose à un type de projet ou à un type de compagnie une mise de fonds ou la poursuite d'une activité qui aurait été autre si on l'avait considérée d'un point de vue commercial plutôt que d'un point de vue politique ou socio-économique global. L'observation sous-jacente est que les éléments essentiellement économiques sont ceux dont, en fin de compte, le pays tire le plus grand profit, parce que, s'ils sont non économiques, par définition, ils entraînent un gaspillage de ressources, de capital et d'activités et, par conséquent, ne rapportent pas à l'ensemble du pays.

**Le président:** Monsieur Smyth, insinuez-vous que le régime actuel a été conçu dans l'intérêt d'une partie du pays au détriment de l'autre?

**M. Smyth:** Je ne pense pas que nous ayons voulu insinuer que certains types d'activités qui ont été favorisés aux dépens d'autres dont on a grandement besoin, pourraient, au bout du compte, nuire à l'ensemble du pays.

**Le président:** Il n'y a donc pas de tels sous-entendus?

**M. Smyth:** En tous cas, il n'y en a pas qui soient intentionnels; comme vous le verrez plus loin au cours de cet exposé, l'Association pétrolière du Canada estime qu'il ne convient pas de mettre tous les œufs dans le même panier et qu'il faut plutôt s'attaquer au problème de l'approvisionnement en pétrole sur tous les fronts, ce qui nécessitera une approche plutôt différente que celle actuellement suivie.

**Le sénateur Guay:** A mon avis, nous donnez à entendre que tous les œufs sont déjà dans le même panier puisque le paragraphe se poursuit par: «Ce qui affaiblit les uns affaiblit les autres». Je pense que vous pourriez avoir la douzaine d'œufs d'un coup. J'ai lu ce paragraphe très attentivement, et c'est la raison pour laquelle je vous pose ces questions; votre réponse ne me satisfait pas pour l'instant, mais je suivrai le conseil de M. Nielsen et soulèverai ce point de nouveau un peu plus tard.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, je pense qu'il faut clarifier un point pour répondre à votre question. M. Nielsen a utilisé les expressions «intervention gouvernementale» ainsi que «prix du marché» et «prix mondiaux». Faut-il comprendre que le prix mondial est un prix fixé par le marché et, dans la négative, que la façon dont le cartel fixe un prix est une forme d'intervention gouvernementale, mais que l'intervention du gouvernement canadien est toute autre chose? Les étiquettes m'ont toujours embêté.

**M. Nielsen:** Sénateur Kirby, pour être précis, nous avons un prix fixé pour ce qu'on appelle le vieux pétrole, c'est-à-dire un prix fixé par le gouvernement canadien à 29,75 $, ou à peu près, dont ont convenu les provinces et le gouvernement fédéral. C'est donc un prix fixé par le gouvernement. Le prix de notre nouveau pétrole, ou du pétrole obtenu aux termes du nouveau régime actuel et modifié, dit «pétrole NORC», est établi en fonction de celui du pétrole importé à Montréal. Mais ce système a changé récemment. Dans un cas, il s'agit d'un prix fixé par le gouvernement alors qu'il en va pas autrement pour l'autre, malgré que le gouvernement accepte ce prix dit

[*Text*]

That is what we mean by a government set price. It is really the $29.75 which applies to a large amount of our crude oil.

**Senator Kirby:** Regarding your argument in favour of market set prices, is there an implication that the so-called world price for oil is a market set price?

**Mr. Nielsen:** Yes, we are calling that a market set price.

**Senator Kirby:** That is an interesting definition of market set price. I thought that was what you were saying, but a lot of economists would argue that that is not a market set price.

**Senator Bell:** Mr. Chairman, if I may go back to Mr. Smyth's comment about the direciton and allocation of resources, and this will become clear under questioning, could he clear up for me a question about the Petroleum Incentives Program. While this, obviously, is not going to be thought out as a misdirection or misallocation of resources, would that not fit into the category of producing a misallocation of scarce resources? If it has not already, would it not in the foreseeable future?

**Mr. Smyth:** I suppose that the easy answer—and perhaps we could return to the question later, Senator Bell—would be to say that, if the effect of a program is to direct resources to activity which, in any particular context, is uneconomic or less economic or does not address the needs of the country as a whole—and I am speaking now in the context of an oil supply problem which this country already faces and will face on an increasing basis in the future—then I think we are looking at something which is uneconomic in terms of the country as a whole.

**Senator Bell:** That is something, therefore, that our committee should tag right now?

**Mr. Smyth:** I would prefer to answer the question after we have completed the balance of the presentation, but I return to a central point, which the CPA has been making for many years going back at least to 1978, and that is that the size of the problem is sufficiently large and will become increasingly important to cause us to to look at all opportunities rather than to force activity in one direction or another. For a while there was a belief that the oil sands were the one and only miracle solution to our problems. I believe there followed the suggestion that our solution lay in the offshore. Now—and I am reminded of this report which came up only two months ago from the Geological Survey of Canada—the suggestion is that the solution to the problem requires a good deal more than focussing just on the offshore or just on oil sands. In other words, we are going to need to do everything. I think that, in discussion later, it is worth considering whether the structure of the rules and regulations, laws and systems of administration which govern our industry permit that pursuit of economic opportunities. Indeed, I think there is some feeling in the industry that there should be more balance in the system so

[*Traduction*]

NORC. C'est ce dont nous parlons lorsque nous faisons allusion à un prix fixé par le gouvernement. Ce sont vraiment les 29,75 $ qui s'appliquent à une bonne partie de notre pétrole brut.

**Le sénateur Kirby:** En ce qui concerne votre argument en faveur des prix fixés sur le marché, n'insinuez-vous pas que le prix mondial du pétrole est un prix fixé sur le marché?

**M. Nielsen:** Oui, nous appelons cela un prix fixé sur le marché.

**Le sénateur Kirby:** C'est une définition intéressante du prix fixé sur le marché. J'avais l'impression que c'est ça que vous vouliez dire, mais un grand nombre d'économistes ne seraient pas d'accord avec vous là-dessus.

**Le sénateur Bell:** Monsieur le président, si je puis revenir aux observations de M. Smyth concernant l'administration et l'affectation des ressources, et les choses s'éclairciront grâce aux questions, celui-ci pourrait-il répondre à une question concernant le Programme d'encouragements pétroliers. Bien que ce programme, de toute évidence, ne sera pas considéré comme une mauvaise administration ou une mauvaise affectation des ressources, ne tomberait-il pas dans la catégorie des mauvaises affectations de ressources peu abondantes? Si ce n'est déjà le cas ne le serait-ce pas dans un proche avenir?

**M. Smyth:** Je suppose qu'il serait facile de répondre—et peut-être pourrions-nous revenir à la question plus tard, sénateur Bell—en disant que si un programme a pour effet de diriger des ressources vers une activité qui, dans un contexte donné est peu rentable ou moins rentable ou ne répond pas aux besoins du pays dans son ensemble—et je parle d'un problème d'approvisionnement en pétrole avec lequel ce pays a déjà été aux prises et le sera de plus en plus à l'avenir—nous avons affaire, selon moi, à une activité qui est peu rentable pour le pays dans son ensemble.

**Le sénateur Bell:** Il s'agit donc d'une question à laquelle notre Comité devrait s'attaquer dès maintenant?

**M. Smyth:** Je préférerais répondre à la question une fois que nous aurons terminé notre exposé; je reviens à un point central que fait notamment ressortir l'APC depuis de nombreuses années, au moins depuis 1978. Comme le problème revêt une importance assez grande qui croîtra de plus en plus, il nous faudra étudier toutes les possibilités plutôt que d'imposer une orientation précise. On a cru pendant un certain temps que les sables bitumineux constituaient la seule et unique solution à nos problèmes. Je crois qu'on a ensuite laissé entendre que la solution residait dans l'exploration au large des côtes. Maintenant—et on me rappelle ce rapport publié il y a seulement deux mois par la Commission géologique du Canada—on laisse entendre que pour régler le problème, il faut voir beaucoup plus loin que l'exploration au large des côtes ou l'exploitation des sables bitumineux. Autrement dit, nous aurons besoin d'exploiter toutes nos ressources. Je crois que dans les prochaines discussions, il vaudra la peine de se demander si les règles, les règlements, les lois et les systèmes d'administration qui régissent notre industrie nous autorisent à poursuivre ces possibilités économiques. En fait, je crois que selon certaines composantes de l'industrie, on devrait arriver à un meilleur

[*Text*]

that more opportunities can be pursued on a broader basis than the present fairly narrow focus.

**Senator Molgat:** Mr. Chairman, I have a question arising out of a response of Mr. Nielsen to one of your earlier questions. If I understood him correctly, he indicated that it would be possible to deregulate oil prices and move to the so-called market price right now, but that the deregulation of gas prices could only be done over a long period. My question is: Why is it possible to do oil quickly, but it is not possible to do the same for gas?

**Mr. Nielsen:** Senator Molgat, in the first place, the difference between what we call market price or world price and the established price for oil has been narrowing on a continuing basis. That is, world prices have been coming down. Some months ago they were reduced to $5 a barrel. That gap, then, is lessening. All oil could be deregulated and a single price could be established without much of a disruption in terms of the effect on the consumer.

On the other hand, gas presents a much more complex problem. We have a large surplus of gas that is shut in. We have a problem with the U.S. market. Whereas we can immediatley sell all of the oil we discover and put on production, the same is just not true of gas. We are not completely certain as to what effect the deregulation of gas would have on the price of gas over the long term, so we believe that gas has to be treated much more carefully in terms of a price change.

**Senator Molgat:** I do not want to get into an argument, Mr. Nielsen, but it appears to me that the big difference between the two is that the so-called world price of oil is higher, whereas the price of gas is lower. It seems to me that that is the main difference.

**Mr. R. H. Carlyle, Senior Vice-President, Gulf Canada Resources Inc.:** Mr. Chairman, gas presents a much more complicated problem. Various levels of government—both provincial andd federal—regulate the industry, along with the U.S. government and considerable regulation of the export market. A lot of the contracts are long-term and it would take some time to phase this into a market-sensitive situation. I think all of these aspects have to considered.

I must say that the association is pleased with the sort of cooperation that exists at the moment between the federal government, the provincial governments and the association in trying to deal with this problem. There is a great deal of effort being extended and we are very supportive of the activities of the government at the moment.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Carlyle. Perhaps we will complete the presentation and go through it slowly again for purposes of questioning.

**Mr. Stikeman:** Mr. Chairman, we are on page 6. The benefits arising out of the increment between the opportunity case and the reference case over the nine-year period are summarized on this page. They really indicate that we anticipate that the oil and gas sector would directly contribute, or spend, an additonal $70 billion in the Canadian economy over nine years

[*Traduction*]

équilibre au sein du système, de manière à poursuivre plusieurs possibilités en élargissant notre champ.

**Le sénateur Molgat:** Monsieur le président, ma question découle d'une réponse que M. Nielsen a donné à une de vos questions. Si j'ai bien compris, il serait possible selon lui de dérèglementer les prix du pétrole et d'adopter dès maintenant le prix du marché alors que dans le cas des prix du gaz, cette dérèglementation ne pourrait être réalisée que sur une longue période. Je vous demande donc pourquoi on ne peut le faire rapidement que dans le cas du pétrole.

**M. Nielsen:** Sénateur Molgat, premièrement, la différence entre ce que nous appelons le prix du marché ou le prix mondial et le prix établi du pétrole s'est constamment atténuée, en ce sens que les prix mondiaux ont diminué. Il y a quelques mois, ils sont passés à 5 dollars le baril. L'écart diminue donc. Le prix de tout le pétrole pourrait être déréglementé et un prix unique être fixé sans trop de perturbations pour le consommateur.

D'autre part, le gaz constitue un problème beaucoup plus complexe. Notre production inutilisée de gaz est importante. Nous éprouvons des difficultés avec les marchés américains. Alors que nous sommes en mesure de vendre immédiatement tout le pétrole que nous découvrons et exploitons, il n'en va pas de même pour le gaz. Comme nous ne sommes pas tout à fait certains des répercussions que la déréglementation aurait à long terme, sur le prix du gaz nous croyons qu'il faut agir avec prudence.

**Le sénateur Molgat:** Je ne veux pas soulever une discussion, monsieur Nielsen, mais il me semble que la principale différence entre les deux, c'est que le prix mondial du pétrole est plus élevé que celui du gaz.

**M. R. H. Carlyle, vice-président principal, Ressources Gulf Canada Inc.:** Monsieur le président, le problème est beaucoup plus compliqué dans le cas du gaz. Divers paliers de gouvernment—provincial et fédéral—réglementent l'industrie, sans compter le gouvernement américain et les nombreux règlements applicables aux marchés d'exportation. Beaucoup de contrats sont conclus à long terme et il faudrait plusieurs années pour procéder progressivement à la réglementation. Je crois qu'il faut tenir compte de tous ces aspects.

Je crois dire que l'Association est satisfaite de la coopération qu'elle obtient à l'heure actuelle du gouvernement fédéral et des gouvernements provinciaux en ce qui a trait à ce problème. De nombreux efforts sont déployés et nous appuyons pour l'instant les activités du gouvernement.

**Le président:** Merci, monsieur Carlyle. Nous pourrions peut-être poursuivre l'exposé lentement de manière que des questions puissent être posées au besoin.

**M. Stikeman:** Monsieur le président, nous sommes à la page 6. Les avantages découlant de la différence entre le régime actuel et le régime modidié, sur une période de neuf ans, sont résumés dans cette page. Nous prévoyons que le secteur du pétrole et du gaz injecterait directement 70 milliards de dollars de plus dans l'économie canadienne sur une période de neuf

[*Text*]

in the form of additional exploration and development investment.

**Senator Guay:** Could you repeat that, please?

**Mr. Stikeman:** Certainly, senator. Over the nine-year period from 1984 through 1992 we anticipate that the opportunity case would see the oil and gas industries spend and additional $70 billion.

**Senator Guay:** Could you give us the present figures?

**Mr. Stikeman:** Yes, I will be coming to that in a minute. You are well ahead of me, senator. That $70 billion which our industry would spend would, in turn, induce the spending of a further $30 billion by other sectors of the economy, which would take place in all regions. Perhaps I can try to answer one of your questions right now.

This chart is a summary of the relative spending levels of the oil and gas industry over the last several years and of our forecast of the future. It can be seen that in the period prior to 1983, which is when we commenced our forecast, there was a build-up of spending which peaked in approximately 1980 and then began to decline to the point where we are now somewhat below the level we reached in 1980, even in nominal dollars. The lower line represents the basic forecast of expenditures which we would visualize under the reference case over the nine-year period from 1984 through 1992. This line represents some $109 billion of expenditures by our industry. The upper line represents those additional expenditures which we visualize would be spent in the opportunity case. The nine-year figure is $179 billion. This provides a bit of a picture of where we come from and where we anticipate we might be going in the future.

Let me put this in the context of spending by our industry in terms of the total economy. I am looking again at 1984 to 1992 cumulative totals. In the reference case, Chase Econometrics has estimate that total business spending in Canada would amount to some $790 billion, of which our industry would directly contribute $109 billion, as per the previous chart, or some 14 per cent of the total business spending.

In the opportunity case, it is our view that total business spending in Canada would increase to approximately $890 billion. The additional $100 billion would be made up of a further $70 billion by our sector plus an additional $30 billion by other sectors. So our industry would go from a 14 per cent share of spending to a total of 20 per cent and induce a further 3 per cent. We consider this order of magnitude to be quite significant and realizable. Our industry, as I said earlier, has shown a capacity in the past to be able to respond, in the form of increased activity, promptly and aggressively to new opportunities.

This view graph shows the industry reinvestment ratio which, in essence, is a measurement of the degree to which the oil and gas sector will reinvest either more or less available cash flow from its operations. During the 1976-83 period, the industry was reinvesting at a very high rate and, in fact, was

[*Traduction*]

ans et ce, sous la forme d'investissements supplémentaires à l'égard de l'exploration et de l'exploitation.

**Le sénateur Guay:** Pourriez-vous répéter cela s'il-vous-plaît?

**M. Stikeman:** Bien sûr, sénateur. Sur une période de neuf ans, entre 1984 et 1992, nous prévoyons qu'avec le régime modifié, les industries du pétrole et du gaz dépenseraient 70 milliards de dollars de plus.

**Le sénateur Guay:** Pourriez-vous nous donner les chiffres actuels?

**M. Stikeman:** Oui, j'y viendrai dans un moment. Vous avez un peu d'avance sur moi, sénateur. Les 70 milliards de dollars que notre industrie dépenserait entraîneraient une débours de 30 milliards de dollars dans d'autres secteurs de l'économie et ce, dans toutes les régions. Je pourrais peut-être tenter maintenant de répondre à l'une de vos questions.

Ce graphique résume les niveaux des dépenses de l'industrie du gaz et du pétrole depuis plusieurs années et nos prévisions. On peut donc constater, pour la période antérieure à 1983, année où nous commencé à établir des prévisions, une accumulation de dépenses dont le point culminant a été atteint vers 1980. Nous constations ensuite une baisse jusqu'au point où nous nous trouvons maintenant, légèrement au-dessous du niveau que nous avions atteint en 1980, même en dollars d'origine. La ligne du bas représente la prévision fondamentale des dépenses qui seraient engagées sous le régime actuel sur une période de neuf ans, entre 1984 et 1992. Cette ligne représente des dépenses d'environ 109 milliards de dollars pour notre industrie. La ligne supérieure représente les dépenses supplémentaires qui seraient effectuées selon nous sous le régime modifié. Sur une période de neuf ans, elles atteindraient 179 milliards. Voilà qui nous permet de voir où nous en étions et vers quoi nous pourrions nous diriger.

Permettez-moi de parler des dépenses de notre industrie dans le contexte de l'économie canadienne. Je considère une fois de plus les totaux cumulatifs entre 1984 et 1992. En vertu du régime actuel, la *Chase Econometrics* a prévu que les dépenses totales au Canada s'élèveraient à environ 790 milliards, la contribution directe de notre industrie étant de 109 $ milliards, comme l'indiquait le graphique précédent, soit environ 14 p. 100 des dépenses totales.

En ce qui a trait au régime modifié, nous estimons que les dépenses totales au Canada s'élèveraient à quelque 890 milliards. Les 100 milliards supplémentaires proviendraient d'un nouvel investissement de 70 milliards de notre part et de 30 milliards d'autres secteurs. La participation de notre industrie passerait ainsi de 14 p. 100 à 20 p. 100, sans compter un relèvement additionnel de 3 p. 100 du PNB. Nous estimons qu'il s'agit là d'une augmentation importante, mais réalisable. Notre industrie, comme je l'ai dit plus tôt, a démontré par le passé qu'elle pouvait, en accroissant ses activités, saisir rapidement les nouveaux débouchés.

Ce graphique fait état du ratio de réinvestissement de l'industrie, lequel constitue une mesure du degré selon lequel le secteur du pétrole et du gaz réinvestira ses fonds autogénérés. Entre 1976 et 1983, l'industrie a réinvesti à un rythme très élevé—en fait, à une moyenne d'environ 100 p. 100. Autre-

[*Text*]

averaging approximately 100 per cent; in other words, for every dollar of cash flow brought in, it was reinvesting an exact $1 going back into the ground. This reached a peak in approximately 1980.

During the very early part of the 1980s, the industry reinvestment ratio has declined noticeably to the point where it is somewhere around 70 per cent.

Our view is that in the reference case—i.e. the status quo case—the industry reinvestment ratio will rebound somewhat, but it will certainly not reach the peaks of what we saw in the late 1970s. However, in the opportunity case, one can visualize a much more dramatic increase in sustained level of reinvestment, averaging well over 100 per cent.

I should add that although this forecast only takes us through to 1992, there is no reason to believe that sustained additional industry activity would not be perpetuated in the foreseeable future, beyond that point in time, all other things being equal.

I would like now to turn to a quick view of the industry's cash flow position, which we believe would occur under both the reference case and the opportunity case; and clearly the cash flow is the key trigger or determinant of overall industry spending and investment.

During the latter half of the 1970s, industry, as I indicated, was certainly spending somewhat more than it was taking in and therefore it was incurring cash flow deficits. Industry reinvestment began to decline in the very early 1980s. This looks rather perverse, perhaps, but, in fact, it means that the less that was being spent, the more cash became available to the industry; and this has gone primarily into financial restructuring to put the industry balance sheets into a better mode.

Clearly this represents—so long as the industry is in a sustained cash surplus position, under utilization of industry resources—a significant below potential level of activity. However, the reference case does not forecast much of an improvement over the nine years. It represents, basically, hanging in about where were are without any real change in our current spending and aspiration plans.

In contrast, the opportunity case represents a significant increase in reinvestment, and therefore a significant cash flow shortfall. In round dollar terms, the nine-year cash flow shortfall by our industry is estimated to be approximately $16 billion as compared to a $3 billion surplus in the reference case.

How would this be financed? We believe that, indeed, the opportunity case is eminently financeable. These red lines represent the net financing impact on the industry of being able to carry forward with the opportunity and the reference cases. The opportunity case line does look steep, and it represents approximately $45 billion in external financing over the nine years. We believe that this is a very realistic figure, and although I have not shown equivalent red lines prior to 1983, I would point out that during that period industry external financing, in the form of additional debt and additional equity shares—common and preferred stock—was averaging some $4 billion per annum.

[*Traduction*]

ment dit, elle investissait un dollar pour chaque dollar de fonds autogénéré. L'apogée a été atteint vers 1980.

Au tout début des années 80, le ratio de réinvestissement de l'industrie à chuté à son point actuel d'environ 70 p. 100.

Nous sommes d'avis qu'en vertu du régime actuel—c'est-à-dire si l'on optait pour le statut quo—le ratio de réinvestissement de l'industrie fluctuera quelque peu, mais n'atteindra certainement pas les niveaux de la fin des années 70. Toutefois, avec le régime modifié, on peut prévoir une augmentation beaucoup plus importante du niveau soutenu de réinvestissement qui se situera en moyenne bien au-dessus de 100 p. 100.

J'aimerais ajouter que bien que ces prévisions ne nous amènent qu'en 1992, il n'y a aucune raison de croire que l'activité supplémentaire soutenu de l'industrie ne se perpétuera pas au-delà de cette date, toutes autres choses étant égales.

Je voudrais maintenant parler des fonds qui seront autogénérés par l'industrie, que ce soit aux termes du régime actuel ou du régime proposé; l'état des mouvements de trésorerie est en effet le facteur qui détermine les dépenses et les investissements qui sont faits dans l'ensemble de l'industrie.

Au cours de la dernière moitié des années 70, comme je l'ai déjà dit, l'industrie dépensait certes plus qu'elle ne réalisait de bénéfices. Elle accusait des déficits de trésorerie. L'industrie a ralenti son réinvestissement au tout début des années 80. Cela peut sembler assez paradoxal, mais en fait, cela signifie que moins l'industrie dépensait, plus elle disposait de liquidités; et ces fonds ont surtout été consacrés à la restructuration financière afi de mieux équilibrer les bilans de l'industrie.

Cela représente de toute évidence, tant que l'industrie maintient son surplus, une sous-utilisation des ressources, ce qui signifie que l'industrie ne réalise pas son potentiel. Toutefois, on ne prévoit pas, en vertu du régime actuel, beaucoup d'améliorations au cours des neuf prochaines années. On propose fondamentalement de piétiner sur place sans modifier véritablement nos plans actuels de dépenses ni nos aspirations.

Par contre, le régime modifié représente un progrès marqué au chapitre du réinvestissement et, par conséquent, une baisse importante de la trésorérie; en termes de dollars, notre industrie perdrait en neuf ans environ 16 milliards par rapport à un surplus de trois milliards aux termes du régime actuel.

Comment assurerait-on le financement? Nous croyons, qu'il est tout à fait possible de s'en sortir avec le régime modifié. Ces lignes rouges représentent l'impact financier net pour l'industrie en ce qui a trait à l'application des deux régimes. La ligne correspondant au régime modifié semble en perte raide; elle représente environ 45 milliards en financement externe sur une période de neuf ans. Nous croyons que ce chiffre est très réaliste et, bien que je n'aie pas indiqué de ligne rouge équivalente pour la période antérieure à 1983, je vous ferai remarquer qu'au cours de cette période, le financement externe de l'industrie, sous forme de dettes et de titres de participation supplémentiares—actions ordinaires et privilégiées—était en moyenne de quatre milliards par an.

[*Text*]

In the opportunity case, we are forecasting an average of approximately $5 billion per annum. This will, of course, occur in a much later time period and over a much larger gross national product. We believe it is well within the financial capacity of both the Canadian economy and our industry to achieve that level of external financing—assuming, of course, that the level of investor confidence and the anticipated returns from our investments would be adequate and up to a level commensurate with the risk.

I would like to turn now to a summary of the benefits from the opportunity case, page 7. In summary form, the opportunity case—again over the nine-year period—would create substantial additional employment across Canada. Overall, it would represent a 12 per cent increase in total employment between the opportunity case and the reference case. I will be giving you further details in a moment on the employment and actual real output changes.

We are advised by Chase Econometrics that a total of 300,000 permanent jobs would be generated by the opportunity case. This represents approximately 1.8 million man-years of employment over the nine years. That would cause approximately a one per cent decline in the unemployment rate in Canada.

Perhaps I should first go through the list, and then show you one or two of the individual charts to highlight the effects. In terms of real gross national product—which is to say, real output, taking out inflation and any other distortions—the total gross national product for the country would increase by approximately 2.7 per cent by 1992.

We believe, subject to discussion later on about some of our other policies on Canadianization, that a more healthy and robust industry would provide additional opportunity for orderly and dependable Canadianization of the industry. We also believe that the opportunity case would encourage and accelerate national self-sufficiency in oil by the early 1990s. Indeed, it would increase crude oil production by approximately 25 per cent by 1992. That would be done partly by way of bringing on an additional 500 million barrels of recoverable conventional oil and an additional 10 trillion cubic feet of natural gas, also recoverable. We believe that the increased security of supply to consumers could be achieved at negligible cost to consumers at the gas pump, in the order of $.01 and perhaps $.02 per litre.

Let me now turn to some of the specifics of the summary points. The job creation forecast is along the following lines: The bottom line represents an individual year's worth of increased new permanent jobs, so that if the revised policies wer put into place immediately some additional 30,000 to 40,000 jobs could be created right off the bat. This increases to some 70,000 jobs in the mid-1980s and ends up in the range of about 30,000 jobs per annum by the early 1990s. The upper line represents a culmultive total of additional permanent jobs of about 300,000 by 1992. As I indicated, this total top top line represents approximately a 12 per cent increase over total ne job creation under the reference case or base case for the Canadian economy. The location of these jobs would be as follows: Approximately half would be located in the four western

[*Traduction*]

Pour le régime modifié, nous prévoyons une moyenne d'environ 5 milliards par an. Cela se produira beaucoup plus tard et en fonction d'un produit national brut beaucoup plus élevé. Nous croyons que l'économie canadienne et notre industrie peuvent atteindre ce niveau de financement externe, à supposer, il va sans dire, que le niveau de confiance des investisseurs et les bénéfices anticipés à partir de nos investissements soient adéquats et à proportionnels aux risques.

J'aimerais maintenant passer à la page 7, au résumé des avantages qu'entraînerait le régime modifié. Le régime modifié permettrait—une fois de plus sur une période de neuf ans—de créer un grand nombre d'emplois au Canada. Dans l'ensemble, cela représenterait une augmentation de 12 p. 100 de l'emploi total par rapport au régime actuel. Je vous donnerai des précisions dans un moment au sujet de l'emploi et des changements survenus au chapitre de la production.

La Chase Econometrics nous signale que le régme modifié permettrait de créer au total 300 000 emplois permanents. Cela représente environ 1,8 million d'années-hommes sur neuf ans. On pourrait ainsi réduire d'environ 1 p. 100 le taux de chômage au Canada.

Je devrais peut-être parcourir la liste et vous montrer ensuite un ou deux tableaux pour faire ressortir les répercussions. En ce qui concerne le produit national brut réel—c'est-à-dire la production réelle, compte non tenu de l'inflation et d'autres agents modificateurs—le produit national brut s'accroîtrait d'environ 2,7 p. 100 d'ici 1992.

Nous croyons, sous réserve d'entretien, ultérieurs relatifs à quelques-uns de nos programmes de canadianisation, qu'une industrie plus saine et plus robuste offrirait une nouvelle option à la canadianisation ordonnée et sure de l'industrie. Nous croyons également que le régime modifié favoriserait et accélérerait l'accès à l'autosuffisance nationale en pétrole d'ici le début des années 90. Son adption accroîtrait en fait la production de pétrole brut d'environ 25 p. 100, d'ici 1992. On pourrait y parvenir notamment en produisant 500 millions de barils supplémentaires de pétrole conventionnel récupérable et en ajoutant 10 billions de pieds cubes de gaz naturel, également récupérable. Nous croyons qu'on pourrait accroître la sécurité de l'approvisionnement à un coût negligeable pour les consommateurs, c'est-à-dire entre et 2 cents le litre à la pompe.

Permettez-moi maintenant de vous donner de vous donner les détails sur certains points. Voici ce que l'on prévoit en matière de création d'emplois. La ligne inférieure représente le nombre total d'emplois permanents créés, de sorte que si les politiques révisées étaient appliquées immédiatement, quelque 30 000 ou 40 000 emplois pourraient être créés sur-le-champ. Ces hausses atteindront quelque 70ts000emplois au milieu de années 80 et seront d'environ 30 000 emplois par an au début des années 90. La ligne supérieure représente le total cumulatif des emplois permanents créés, c'est-à-dire environ 300 000 d'ici 1992. Comme je l'ai déjà indiqué, ce total représente une augmentation d'environ 12 p. 100 du nombre total d'emplois créés par rapport au régime actuel. Voici quelle serait la répartition géographique de ces emplois: environ la moitié dans les

[*Text*]

provinces. Some 60,000 of the total 300,000 jobs estimated—by the way, this represents total jobs, not just our sector, as a result of all activity in all parts of the country—would be located in Ontario 40,000 jobs in Quebec and 35,000 jobs in the Atlantic provinces, in response to additional exploration and development spending in the east coast offshore. As estimated by Chase, the GNP would appear roughly as follows: I said a moment ago that when inflation is removed and we are comparing real dollars to show real changes in output, the opportunity case as a result of the increased activity by the oil and gas sector would increase the gross national product in Canada by nearly 3 per cent by 1992. In current dollar terms it would be slightly over 6 per cent by 1992. This gives you some indication of the steady increase in the size of the economy over this period of time.

To summarize the impact of these benefits over the nine-year period, we are faced with the opportunity of increased national economic activity, decreased government expenditures, which I shall elaborate on in a moment, increased oil and gas exploration and production, and increased security of supply.

As is always the case, there are some slight offsets. They can be summarized as follows: There would be a slight ripple in inflation in the mid-1980s, partially from jumping to world oil prices for all our crude production and partly because of the infusion of new capital and spending into the Canadian economy to take advantage of the increased orders. However, it is not a significant amount and is estimated by Chase to be in the order of .25 per cent. In our reference case the Canadian Petroleum Association requested Chase to assume a constant 6 per cent inflation rate. This is our long-term forecast, for better or for worse, and the results are that inflation would change by a very nominal amount in the opportunity case as a result of the increased activity.

The other point to note is that there would be deterioration in the current account balance of payments, caused primarily by the importation of additional machinery, equipment and supplies to take advantage of the increased activity in Canada. This we regard as not so much a down-side as an opportunity for Canadian industry, in particular the manufacturing sector, to take advantage of the extra opportunities which would avail themselves in Canada. Nevertheless, assuming no substantive change in the productivity or capability of our manufacturing sector, there would be increased imports and this would cause some deterioration in the balance of payments. The deterioration would be significantly offset by the reduction in crude oil imports, by some additional crude oil exports and by some additional natural gas exports as a result of increased supply in Canada.

Let us go to the policy matters *per se*. Industry is currently, to use an industry buzz word, cash constrained, not opporutnity constrained. We feel that one of the primary reasons for this is that the existing fiscal system is unnecessarily onerous on the oil and gas sector. We feel that certain objectives or principles of a fiscal system ought to be put in place. They are

[*Traduction*]

quatre provinces de l'Ouest, quelque 60 000 su les 300 000 prévus—en passant, cela représente le nombre totl d'emplois, non pas seulement dans notre secteur, mais dans toutes les régions du pays—en Ontario, 40 au Québec et 35 000 dans les Maritimes. Les emplois dans ce dernier ces découlerait d'investissements supplémentaires au titre de programmes d'exploration et d'exploitation au large des côtes de l'Atlantique. Comme le prévoyait la *Chase,* le PNB atteindrait en gros le niveau suivant. J'ai dit, il y a un moment, que lorsque nous éliminons l'inflation et que nous comparons des dollars réels afin de faire ressortir des changements réels dans la production, le régime modifié, en raison de l'activité accrue du secteur du pétrole et du gaz, accroîtrait le Produit national brut au Canada de près de 3 p. 100 d'ici 1992. En dollars courants, cela signifie au peu plus de 6 p. 100 d'ici 1992. Voilà que vous donne une idée de l'accroissement constant de l'économie pendant cette période.

Pour résumer l'effet de ces avantages sur une période de neuf ans, nous nous retrouvons avec la possibilité d'un accroissement de l'activité économique nationale, d'une diminution des dépenses gouvernementales, dont je parlerai plus loin, d'une intensification de l'exploration et de la production pétrolières et gazières et d'une de sécurité accrue des approvisionnements.

Comme c'est toujours le cas, il y a quelques désavantages. On peut les résumer ainsi: légère inflation au milieu des années 80, en raison notamment de l'adoption des prix mondiaux pour toute notre production de pétrole brut et de l'injection de nouveaux capitaux dans l'économie canadienne pour profiter de l'augmentation des commandes. Il ne s'agit toutefois pas d'une hausse importante. La *Chase* l'évalue à environ 0.25p. 100. En ce qui concerne le régime actuel, l'Association pétrolière canadienne a demandé à la *Chase* de supposer un taux constant d'inflation de 6p. 100. Il s'agit de notre prévision à long terme; le taux d'inflation resterait assez stable sous le régime modifé à la suite de l'accroissement de l'activité.

L'autre point qu'il faut faire remarquer, c'est qu'il y aurait une détérioration de la balance des paiements du compte courant en raison surtout de l'importation de machines, d'équipements et d'approvisionnements supplémentaires afin de profiter de l'activité accrue au Canada. Ce dernier élément offre à notre avis des possibilités à l'industrie canadienne, et en particulier aux secteurs de la fabrication qui pourront profiter des occasions supplémentaires qui s'offriront au Canada. Néanmoins, à supposer qu'il ne se produise aucun changement important dans la productivité de notre secteur de fabrication, l'augmentation des importations entrainerait une chute de notre balance des paiements, laquelle serait grandement compensée par la réduction des importations de pétrole brut, par certaines exportations supplémentaires de pétrole brut et par exportations accures de gaz naturel, à la suite d'une hausse des approvisionnements au Canada.

Passons aux questions politiques en soi. A l'heure actuelle, l'industrie, pour utiliser une expression du milieu, manque de liquidités et non de possibilités. Nous estimons que cet état de choses est attribuable à un système fiscal inutilement lourd pour le secteur du pétrole et du gaz. Nous croyons que certains objectifs ou principes devraient être en place. Premièrement, le

[*Text*]

as follows: First, there has to be more discretionary income for the oil and gas sector to re-invest. Second, there must continue to be assured and adequate revenues in the form of royalties and taxes to governments. Third, there must be a successful, productive fiscal system to reward efficiency and success, rather than mere effort and, fourth, an efficient fiscal system should have a considerable amount of simplicity, stability and predictability. The consequences of these changes will represent a significant increase in activity level by industry.

The policy modifications we have introduced are as follows: In the opportunity case we have assumed, as per the CPAs alternate oil and gas policy, market pricing for oil and natural gas as we were discussing a moment ago, an increased revenue share for industry. Canadianization in an evolutionary way will be encourged through investor incentives. The investment incentives for industry will be based on the income tax system rather than on cash grants as is currently the case. There will be simplified regulations and compliance procedures in order to proceed with investment plans. Finally, there should be developed a mechanism for a sustained policy of government-industry consultation.

I believe we have already covered market pricing for oil and natural gas but I will review it one more time. The market pricing for oil and natural gas would cause increased efficiency in production, transportation and consumption and more effective competition with other energy forms. It seems fair to conclude that for a depleting resource, which is currently trading at an established price on international markets, we in Canada ought to take advantage of that opportunity and introduce world market pricing for our resource for the benefit, as we are trying to point out, of the entire country. On the other hand, there is the possibility of sudden price shocks for oil, both up and down, and we believe that the government should retain capability to intervene in the event of these sudden price shocks.

As my colleague, Mr. Carlyle, has pointed out, the natural gas industry is quite a different kettle of fish. The achievement of a market pricing system, or deregulation over a longer peiod of time, is the only way to do it. It is a lengthy process dealing with a complex question. It will take sometime before it can be more firmly put into place. However, as a directional policy, we believe this is what the industry should be pointing toward.

With respect to the matter of increased revenue share for industry, this, too, is a complex matter. I will endeavour to explain it in the following ways: As I said earlier, the industry would spend an additional $70 billion in the opportunity case. That $70 billion would come from three sources. First, it would come from higher prices, basically by moving crude oil to world prices. Second, it would come from increased production or sales. Third, it would come from a lower level of overall taxes and royalties. In the reference case, we have determined that the overall level of taxes and royalties on industry net operating revenues amounts to some 54 per cent. We have

[*Traduction*]

secteur du pétrole et du gaz devrait pouvoir réinvestir davantage. Deuxièmement, il faut continuer à assurer des revenus adéquats au gouvernement sous forme de redevances et de taxes. Troisièmement, il faut mettre au point un système fiscal efficace et productif pour récompenser l'efficacit et le succès plutôt que le simple effort. Quatrièmement, un système fiscal efficace devrait être simple, stable et prévisible. Ces changements devraient inciter l'industrie à accroître ses activités.

Les modifications que nous avons proposées sont les suivantes: dans le régime modifié, nous avons supposé, comme pour la politique de remplacement du pétrole et du gaz naturel de l'APC, la fixation du prix sur le marché, dont nous discutions il y a un moment, une participation accrue aux revenus pour l'industrie. Par le biais d'encouragements aux investisseurs, nous encouragerons la canadianisation évolutive. Le programme d'encouragement à l'investissement sera fondé sur le système fiscal plutôt que sur des subventions en espèces comme c'est le cas à l'heure actuelle. Pour mettre de l'avant les plans d'investissement, on simplifiera le règlement et les procédés à suivre pour respecter les dispositions. Il faudrait enfin mettre au point un mécanisme qui permette d'assurer l'application soutenue d'une politique de consultation entre le gouvernement et l'industrie.

Je crois que nous avons déjà parlé de la fixation des prix du pétrole et du gaz naturel sur le marché, mais j'y reviens une fois de plus. La fixation des prix du pétrole et du gaz naturel sur le marché accroîtrait l'efficacité de la production, du transport et de la consommation et permettrait de mieux soutenir la concurrence livrée par les producteurs d'autres formes d'énergie. Il semble juste de conclure que le Canada devrait tirer profit de l'occasion offerte à l'égard d'une ressource qui s'épuise et qui s'échange à l'heure actuelle à un prix établi sur les marchés internationaux, et opter pour le prix mondial et ce, comme nous essayons de le faire ressortir, dans l'intérêt du pays tout entier. D'autre part, il est possible qu'il y ait de brusques fluctuations des prix du pétrole, et nous croyons que le gouvernement devrait être en mesure d'intervenir dans ces circonstances.

Comme mon collègue M. Carlyle l'a signalé, c'est une toute autre histoire pour l'industrie du gaz naturel. En effet, la seule solution dans ce cas consiste à mettre au point un système d'établissement des prix ou de procéder à la déréglementation sur une plus longue période. La question est complexe et le processus, fort long. Il faudra du temps avant que le programme soit bien en place. Nous estimons toutefois, que c'est dans cette direction que l'industrie devrait s'engager.

La question de l'accroissement des revenus de l'industrie représente, elle aussi un problème complexe. Je m'efforcerai de l'expliquer de la façon suivante. Comme je l'ai dit, l'industrie dépenserait 70 milliards de plus sous le régime modifié. Ce montant proviendrait de trois sources. Premièrement, des prix plus élevés. Il s'agirait, fondamentalement de faire passer le prix du pétrole brut au niveau du prix mondial. Deuxièmement, d,une augmentation de production ou des ventes. Troisièmement, d'une diminution des taxes et des redevances. Sous le régime actuel, nou savons déterminé que dans l'ensemble, les taxes et les redevances exigées sur les bénéfices d'exploitation

[*Text*]

developed the hypothesis, which I believe is valid, that there need be no real decline in overall government revenues in order to further enhance the ability of the industry to operate on a higher plane. Therefore, in the opportunity case we have maintained the actual dollars going to governments in the form of royalties and taxes at the same level between the opportunity case and the reference case. However, this means that the effective percentage of government revenues will decline from 54 per cent to some 44 per cent. In turn, this places an additional amount of money—approximately $30 billion—back into the industry over nine years which, of course, accounts for nearly one-half of the additional $70 billion which we will end up spending.

In summary, we have three factors. First, there are lower levels of royalties and taxes. I am speaking now about percentage levels as opposed to dollar levels. Secondly, there are higher prices; and, thirdly, there is higher production. Thus, over the nine year period there is no net change in terms of government revenues between one case and the other.

I have here a graphic summary of these points. The reference case shows industry gross revenues at some $314 billion. Shown here is industry investment, net royalties and taxes after incentives. If we move to the opportunity case, we see a larger pie, larger gross revenues, increased spending and operating costs and the same level of net royalties and taxes by governments. Going from a small surplus on the part of industry as a result of low spending, the difference in the opportunity case is that it would incur a $16 billion shortfall over the period. However, the point to make is that overall government revenues remain constant in absolute terms although their of the pie declines.

With respect to the matter of Canadianization, we believe that Canadianization should be encouraged primarily through investor incentives. We believe investor incentives should be tax-based as opposed to grant-based. The incentive approach means that the current PIPs and APIPs would be phased out after the expiry of the current energy pricing agreement. Secondly, this would mean the elimination of the 25 per cent Crown back-in on Canada lands. Thirdly, this would mean incentives would be afforded to individuals Canadians as well as to institutional investors to participate in the oil and gas sector.

Why do we feel an incentive approach would work? In the first instance, it has worked before. Let us look now at a brief summary of where Canadianization has evolved over the years. Prior to 1980, and particularly between 1975 and 1980, there were steady and substantive increases in the level of Canadian ownership and control in the oil and gas sector as a result of increased investor confidence, prospective higher returns and a general desire on the part of Canadians to participate. We believe that in the future, with some additional tax encouragement to Canadian investors, this trend that we saw during this period of Canadianization would once again be continued at no net cost to any part of the industry or the economy and,

[*Traduction*]

nets représentent environ 54 p. 100. Nous avons émis l'hypothèse, et je crois qu'elle est valable, qu'une diminution réelle des recettes globales du gouvernement n'est pas indispensable à l'industrie pour lui permettre d'intensifier ses activités. Par conséquent, pour le régime modifié, nous avons maintenu au même niveau les dollars réels versés au gouvernement sous forme de redevances et de taxes. Toutefois, cela signifie que le pourcentage réel des recettes du gouvernement passera de 54 p. 100 à envoron 44 p. 100. Par contre, on pourra ainsi réinjecter un montant supplémentaire—environ 30 milliards de dollars—dans l'industrie sur une période de neuf ans, ce qui représente presque la moitié des $70 milliards supplémentaires qui seront finalement dépensés.

Nous avons donc trois facteurs. Premièrement, des niveaux plus bas en ce qui concerne les redevances et les taxes. Je parle de pourcentage et non de dollars. Deuxièmement, des hausses de prix et troisiémement, un accroissement de la production. Ainsi, sur une période de neuf ans, il n'y a aucun changement net dans les revenus du gouvernement dans un cas ou dans l'autre.

J'ai ici un résumé sous forme de graphique. En vertu du régime actuel, les revenus bruts de l'industrie sont d'environ $314 milliards. Vous avez ici les investissements de l'industrie, les redevances et les taxes nettes, une fois les encouragements versés. Si nous jetons un coup d'œil au régime modifié, nous constatons une augmentation des revenus nets, des dépenses et des coûts d'exploitation. Le pourcentage des redevances et des taxes nettes reste le même. A partir d'un faible excédent pour l'industrie, ses dépenses ayant été peu élevées, la différence est qu'avec le régime modifié on constate un déficit d'environ 16 milliards de dollars au cours de la ériode. Il faut toutefois, bien faire comprendre que les revenus globaux du gouvernement restent constants en termes absolus, bien que la part du gâteau diminue.

En ce qui concerne la canadianisation, nous croyons qu'elle devrait être favorisée surtout par des encouragements à l'investissement. Nous croyons que les encouragements devraient prendre la forme d'abattements fiscaux plutôt que de subventions. On pourrait ainsi supprimer les encouragements pétroliers et les encouragements supplémentaires du programme après l'expiration de l'accord actuel de fixation des prix de l'énergie. On pourrait en outre supprimer la part de la Couronne de 25 p. 100 touchant les Terres du Canada. Enfin, cela signifierait que des encouragements seraient offerts à des Canadiens ainsi qu'à des établissements pour les inciter à se lancer dans l'exploitation pétrolière et gazière.

Pourquoi croyons-nous que cette démarche fonctionnerait? Premièrement, elle a fait ses preuves. Jetons un coup d'œil sur l'évolution de la canadianisation au fil des ans. Avant 1980, surtout entre 1975 et 1980, nous avons été témoins d'une hausse substantielle et constante de la participation du Canada à l'exploitation du pétrole et du gaz, et du contrôle exercé par ce dernier et ce, en raison d'un renforcement de la confiance des investisseurs, de la perspective de bénéfices plus élevés et du désir général des Canadiens de participer. Nous estimons que grâce à d'autres stimulants fiscaux pour les investisseurs canadiens, cette tendance qui s'est dessinée au cours de cette période de canadianisation, se maintiendra sans perte nette

[*Text*]

indeed, to the advantage of all Canadians. Of course, this move would permit the growth of the industry since there would be no losers. Everyone would be winners. Everyone would be competing on an equal basis. Furthermore, any inefficient use of cash grants, which are always a danger under the existing system, would be eliminated.

In summary, the opportunity case would mean increased national economic activity in all sectors. In a moment I will endeavour to show graphically how the sectors would be respectively impacted. It is important to point out that oil and gas industry spending would spread well beyond the rich resource areas of the country. Particularly, it would flow into Ontario and Quebec. The construction sector would benefit the most, followed by the financial and services sector, the retail-wholesale trade sector and, of course, manufacturing. There would be increased economic activity in all parts of the country. The whole country would benefit since employment in one region helps to ease unemployment and social program costs in other regions.

What we are looking at now is a graphic breakdown, by region, of the real output taking out inflation. We can see that approximately one-half of the real output changes would occur in western Canada, approximately one-quarter in Ontario and the remaining one-quarter would be spread roughly between Quebec and Atlantic Canada. As I indicated a moment ago, the major sectors impacted would be the construction sector, the financial and services sector, the oil and gas sector, which would be somewhat less and on par with manufacturing. The wholesale and retail trade sectors would also receive a significant benefit. In this section here we have other sectors of the economy. From this perspective it appears to be very well balanced.

On balance, there would be a decline in government expenditures. We have hypothesised that both levels of government would be able to either maintain their spending levels at or below what they are forecasted in the reference case. In terms of the federal government, there would be an actual decline in overall expenditures. A principal factor in this would be the saving of over $1 billion a year in unemployment insurance payments alone.

Government revenues would have the option of either going up or staying the same. They could stay the same by, in effect, allowing a slightly lower rate of tax on individuals and corporations, in keeping with lower government expenditures, to reinject additional cash and capital back into the economy or, indeed, the government revenues could increase as a result of the over-all higher levels of activity in order to finance a variety of programs at the government's discretion.

There would also be increased oil and gas exploration and production, a very sustained and pronounced increase, particularly in the level of crude oil. We believe that from a spending

[*Traduction*]

pour aucun secteur de l'industrie ou de l'économie et, de fait, qu'elle rapportera à tous les Canadiens. Il va sans dire que cela stimulerait la croissance de l'industrie étant donné qu'il n'y aurait aucun perdant—tout le monde y trouverait son compte. Tout le monde soutiendrait la concurrence au même titre. Qui plus est, on supprimerait toute mauvaise utilisation des subventions en espèces qui représentent un danger constant dans le cadre du système actuel.

En résumé, le régime modifié permettrait de stimuler l'activité économique dans tous les secteurs. Dans quelques instants, je m'efforcerai de vous démontrer à l'aide de graphiques comment les secteurs seraient respectivement touchés. Il est important de signaler que les dépenses dans le secteur du pétrole et du gaz s'étendraient bien au-delà des régions riches en ressources. Elles se feraient surtout sentir en Ontario et au Québec. C'est le secteur de la construction qui en profiterait le plus, suivi du secteur des finances et de celui des services, des secteurs du commerce de détail et de gros et enfin, du secteur de la fabrication. L'activité économique s'intensifierait partout au pays. Le Canada tout entier en bénéficierait puisque la création d'emplois dans une région contribue à réduire le chômage et les coûts des programmes d'aide sociale dans d'autres régions.

Nous voyons maintenant la ventilation par région de la production réelle corrigée de l'inflation. On voit qu'environ la moitié des changements de la production réelle se produiraient dans l'Ouest du Canada, le quart en Ontario et l'autre quart se répartirait globalement entre le Québec et les provinces de l'Atlantique. Comme je viens de l'indiquer, les principaux secteurs visés seraient ceux de la construction, des finances et des services ainsi que le secteur du gaz et du pétrole. Ce dernier secteur recevrait un peu moins et se trouverait à égalité avec le secteur manufacturier. Les secteurs de la vente de gros et de détail toucheraient aussi des avantages appréciables. Dans cette section, nous avons d'autres secteurs de l'économie. De ce point de vue, tout semble très bien équilibré.

Dans l'ensemble, on constaterait une diminution des dépenses publiques. Nous avons supposé que les deux paliers de gouvernement seraient en mesure de maintenir leurs dépenses à ce qu'ils ont déjà prévu pour le régime actuel et pourraient même les réduire. En ce qui concerne le gouvernement fédéral, il y aurait une réelle diminution de l'ensemble des dépenses. Un élément déterminant consisterait en l'économie de plus de un milliard de dollars par année au titre des prestations d'assurance-chômage seulement.

Les recettes gouvernementales pourraient soit augmenter, soit demeurer stables. En effet, elles pourraient demeurer stables si l'on accordait un taux d'imposition légèrement inférieur aux particuliers et aux sociétés, en fonction de la réduction des dépenses gouvernementales, dans le but de réinjecter des capitaux dans l'économie. Par contre, elles pourraient augmenter en raison de l'intensification généralisée de l'activité économique, ce qui permettrait de financer divers programmes dont le choix serait laissé à la discrétion du gouvernement.

Il y aurait aussi une augmentation prononcée et très soutenue des travaux de prospection et de production pétrolières et gazières, et plus particulièrement en ce qui concerne le pétrole

[*Text*]

point of view, exploration and development investment would rise approximately 60 to 70 per cent in both western Canada and Canada lands. This more aggressive activity would mean a 100 per cent increase in enhanced oil recovery production, a 20 per cent increase in non-conventional oil production and nearly a 45 per cent increase in production from conventional new discoveries in western Canada. What this looks like in picture form is basically as this slide indicates. This represents the breakdown of crude oil production as forecast under the opportunity case, with the various components of established new discoveries, tertiary recovery, pentanes, which is equivalent to a high quality crude oil, non-conventional—and here we are talking about the kind of bitumen from Syncrude et cetera, and from the frontier. In terms of increases, one case over the other, we see this kind of differential. There would be no increase in level of frontier production between the two cases. It is unrealistic to expect that crude oil from the frontier could be brought on before 1992 at the earliest. However, there would be the inceases in the new discoveries and in the EOR and in the non-conventional.

What does this mean in terms of demand and self-sufficiency? We have developed a range of demand forecasts. I would point out that this upper line, the opportunity case, shows potential self-sufficiency as early as 1990 on this chart. However, I would caution you with the following observation, that this total production line of crude oil represents total production in Canada. Unfortunately, however, some of that production is not suitable for Canadian consumption and could only be exported, so that if the actual self-sufficiency were to be applied on this curve against these demand lines, you would see that actual self-sufficiency would be delayed by a matter of two or three years and, although we have not put it on this graph, I just wanted to emphasize this point, that the actual self-sufficiency would be deferred.

**The Chairman:** We do not seem to have that last graph on our presentation, Mr. Stikeman. I wonder if that could be duplicated and distributed?

**Mr. Stikeman:** Senator Hastings, you have one copy that has the top four or five lines on it.

**The Chairman:** But we do not have the breakdown in the EOR and so on.

**Mr. Stikeman:** I would be happy to get that for you.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Stikeman.

There is a one that I would like to establish, Mr. Nielsen. You said in your remarks that in the period 1970 to 1980 it was felt that we had reached the promised land and, in response, the government instituted the National Energy Program. The three basic objectives of that program were self-sufficiency, Canadianization and fairness. My question is: In the light of circumstances at that time, is it the view of the Canadian Petroleum Association that those would be con-

[*Traduction*]

brut. Nous croyons que, du point de vue des dépenses, l'investissement consenti en matière de prospection et de mise en valeur augmenterait environ de 60 à 70 p. 100 et dans l'Ouest du Canada et sur les terres du Canada. Cette activité plus intense entraînerait une augmentation de 100 p. 100 de la production par récupération assistée du pétrole, de 20 p. 100 de la production de pétrole non classique et de près de 40 p. 100 de la production attribuable à de nouvelles découvertes classiques dans l'Ouest du Canada. L'image que nous en aurions ressemblerait assez à ce qu'on peut voir sur la diapositive. Il s'agit d'une ventilation de la production de pétrole brut telle qu'elle est prévue dans le régime modifié, avec les diverses composantes comme les nouvelles découvertes prouvées, la récupération tertiaire, les pentanes; il s'agit en réalité d'un pétrole brut de très grande qualité et non classique. Ici, il est question du type de bitume provenant de la Syncrude et d'ailleurs, ainsi que des zones pionnières. En ce qui concerne les majorations, en comparant un cas à l'autre, nous constatons l'élément que voici. Il n'y aurait aucune augmentation du niveau de la production des zones pionnières ni dans un cas ni dans l'autre. Il est irréaliste de penser que le pétrole brut provenant des zones pionnières pourrait être produit avant 1992, et ce au mieux. Toutefois, il y aurait des augmentations des nouvelles découvertes, des réserves de pétrole prouvées, ainsi que du pétrole non classique.

Qu'est-ce que tout cela signifie en ce qui concerne la demande et l'autosuffisance? Nous avons préparé tout un éventail de prévisions de la demande. Je signale simplement que selon la ligne supérieure, qui représente le régime modifié, l'autosuffisance serait possible dès 1990. Toutefois, je fais la mise en garde suivante, soit que cette courbe de production totale de pétrole brut représente la production totale du Canada. Malheureusement, une partie de cette production ne convient pas à la consommation canadienne et doit être exportée, si bien que s'il fallait comparer le degré d'autosuffisance réel que représente cette courbe à ces courbes de la demande, vous verriez que l'autosuffisance réelle serait retardée de deux ou trois ans. Nous ne l'avons pas indiqué sur le diagramme, mais je tenais à vous expliquer que l'autosuffisance réelle peut être retardée.

**Le président:** Je crois que notre documentation ne contient pas ce dernier diagramme, monsieur Stikeman. Serait-il possible de le faire reproduire et distribuer?

**M. Stikeman:** Sénateur Hastings, vous en avez un exemplaire qui porte les quatre ou cinq premières courbes.

**Le président:** Mais nous n'avons pas la ventilation indiquant la part des réserves de pétrole prouvées et le reste.

**M. Stikeman:** Je me ferai un plaisir de vous la procurer.

**Le président:** Je vous remercie monsieur Stikeman.

J'aimerais obtenir une précision, monsieur Nielsen. Vous avez dit dans vos observations que, de 1970 à 1980, on pensait avoir trouvé la terre promise, et qu'en réponse, le gouvernement a lancé le Programme énergétique national. Les trois grands objectifs de ce programme étaient l'autosuffisance, la canadianisation et l'équité. Voici ma question: compte tenu des circonstances de l'époque, l'Association pétrolière du Canada estime-t-elle que ce sont là des objectifs réalisables et valables

[*Text*]

sidered worthwhile, valid, attainable goals for any energy policy framework?

**Mr. Nielsen:** Mr. Chairman, we have no difference of opinion with the three major objectives of the National Energy Program. In the work that we have done, we have accepted those three principles. We have also expanded beyond that point and added some additional ones. However, in direct response to your question, we do not disagree with the three major principles of the National Energy Program. We certainly do have some differences in how they might be attained, as we have indicated.

**The Chairman:** In the light of the changing world energy scene over the past four years, I gather that you still consider these to be worthwhile, attainable goals?

**Mr. Nielsen:** Yes, we do.

**The Chairman:** If you were the Minister of Energy, Mines and Resources and had to make trade-offs, et cetera, which one of those goals would you consider to have priority of importance to Canada?

**Mr. Nielsen:** We would probably say that the one that is most important to Canada is one that is not there at this point in time, which is that we should have an oil industry that is financially viable and active in order that it can contribute to the economic improvement in this country. At the time that the National Energy Program was enunciated in October of 1980, we had not yet experienced the economic downturn, although it was not far down the road. Therefore, at that time we were looking at a considerably different set of forecasts and parameters than we experienced in 1982 and 1983. Therefore, although we think that those three objectives are still valid, we believe that at this time the economy of the country and employment, which were not part of the NEP objectives, supersede the three principle objectives that were established at that time.

**The Chairman:** In that case, what is your second most important objective? If we have a financially capable, viable industry, which of the four objectives that we now have would you say is the second most important? Mr. Carlyle?

**Mr. Carlyle:** Mr. Chairman, following on from the comments of Mr. Nielsen, a corollary to that statement is the obvious one of security of supply for the country. In achieving security of supply, our industry has the opportunity not only to achieve that security of supply with a bouyant economy but also to become a significant exporter. To that end we certainly have a ready market immediately to the south of us for any oil that might become surplus to the country's needs.

**The Chairman:** You have told me that the first objective is a viable industry; the second objective is security of supply. Which objective would you say was the third most important?

**Mr. Nielsen:** We have set a series of objectives for our policy. What I would like to do is read to you the original words from our statement. If you will allow me to go back to my briefcase, I will bring them out and read them to you. They

[*Traduction*]

et qu'il importe de les poursuivre au moyen d'une politique énergétique?

**M. Nielsen:** Monsieur le président, nous n'avons aucune divergence d'opinion quant aux trois grands objectifs du Programme énergétique national. Dans les travaux que nous avons accomplis, nous avons accepté ces trois principes. Nous sommes même allés au-delà et en avons ajouté certains. Toutefois, pour répondre directement à votre question, je dirai que nous sommes d'accord avec les trois grands principes du Programme énergétique national. Cependant, nous avons un point de vue particulier sur la façon d'atteindre ces objectifs, comme nous l'avons déjà indiqué.

**Le président:** Compte tenu de l'évolution qu'a connue la scène énergétique mondiale au cours des quatre dernières années, je suppose que vous pensez que ces objectifs sont encore réalisables et valables?

**M. Nielsen:** Certainement.

**Le président:** Si vous étiez ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et deviez faire des concessions, auquel de ces objectifs accorderiez-vous la plus grande importance pour le Canada?

**M. Nielsen:** Nous dirions sans doute que l'objectif le plus important pour le Canada ne figure pas actuellement parmi les grands principes établis, à savoir qu'il nous faudrait une industrie pétrolière financièrement viable et active qui puisse contribuer au progrès économique du pays. A l'annonce du Programme énergétique national, en octobre 1980, le ralentissement économique n'était pas encore sensible, mais il était déjà à notre porte. A l'époque, nous travaillions donc sur des prévisions et des paramètres tout à fait différents de ceux qui furent notre lot en 1982 et en 1983. C'est ainsi que, bien que ces trois objectifs nous semblent encore valables, nous estimons maintenant que l'économie du pays et l'emploi, qui ne font pas partie des objectifs du PEN, passent avant les trois principaux objectifs qui ont été fixés à l'époque.

**Le président:** Si nous avions une industrie viable et financièrement saine, quel serait le deuxième objectif à poursuivre? Des quatre objectifs qui nous sont présentés, quel serait selon vous le second à viser? Monsieur Carlyle?

**M. Carlyle:** Monsieur le président, les observations de M. Nielsen ont un corollaire évident, c'est-à-dire la sécurité des approvisionnements du pays. En s'orientant vers la sécurité des approvisionnements, notre industrie parviendrait non seulement à garantir des approvisionnements suffisants dans une économie prospère, mais peut-être aussi à devenir un exportateur d'importance. A cet égard, nous avons déjà au sud de la frontière des débouchés pour tout pétrole qui pourrait excéder les besoins du pays.

**Le président:** Vous m'avez dit que le premier objectif est de créer une industrie viable, et le second, la sécurité des approvisionnements. Quel serait selon vous le troisième?

**M. Nielsen:** Nous avons établi un ensemble d'objectifs pour notre politique. J'aimerais vous lire un extrait de notre déclaration. Permettez que je la sorte de mon porte-documents et que je vous la lise. Nos objectifs ressemblent à ceux du Programme

[*Text*]

are similar to the National Energy Program, but they are worded slightly differently.

**The Chairman:** My question to you is: If you were the minister and you had to make some trade-offs, which goal would you prefer? You have told me that firstly, you want a viable industry; secondly, that we must have security of supply. That leaves Canadianization, and fairness in taxation and revenue. Which one of those two remaining objectives would you want to see this program succeed in reaching, if you had to make some trade-offs?

**Mr. Nielsen:** Mr. Chairman, we support them both and I would not want to pick one over the other. We will support them both.

**The Chairman:** You will support the government?

**Senator Kelly:** I might say that your presentation has been extremely interesting. I would comment, however, Mr. Nielsen, that if I had been in your chair I would have named security of supply as being absolutely the first objective, with the route to it being the objective you identified as number one, a viable industry. However, dealing more specifically with your nine-year model, I am curious to know what prediction you made for world prices in establishing that model. This is essentially an extension of Senator Kirby's comments, but the market pricing, as you have described it, is the market that is set principally by OPEC, although others are involved. What is your prediction over that nine-year period?

**Mr. Nielsen:** Senator Kelly, I should like to refer that question to Mr. Stikeman because he prepared that particular study.

**Mr. Stikeman:** Senator Kelly, our basic view is that we do not really know precisely what the price of oil will be in six months, let alone nine years. We have taken a stab at that as a result of a great deal of discussion on that subject. The eventual forecast was arrived at last July, and that appears to be fairly current. That assumes, clearly, no major interruptions or price shocks or any other untoward external events that might occur in the world.

Generally speaking, in dollars of the day, or nominal terms, the price of oil will remain flat this year versus last year and will go up a notch next year, and go up by inflation plus a couple of real percentage points throughout the remaining part of the 1980s and into the early 1990s. That comes out just a shade under $70 per barrel by 1992. All of that is based on current dollars. In real dollars, it will in fact be lower in 1992 than it was last year.

**Senator Kelly:** You are predicting—and I am not raising this as an argument, but just looking askance at it—a very substantial increase in exploration and development on Canada lands, where the decision to go or not to go is strictly based on the market and the return that might be expected. That is why

[*Traduction*]

énergétique national, mais ils sont formulés un peu différemment.

**Le président:** Voici ce que je vous demande: si vous étiez le ministre et deviez faire quelques concessions, quels objectifs choisiriez-vous? Vous m'avez dit que vous voudriez d'abord une industrie viable; et qu'ensuite il faudrait assurer la sécurité des approvisionnements. Restent encore les objectifs de canadianisation et d'équité en matière d'imposition et de revenus. Lequel de ces deux autres objectifs voudriez-vous parvenir à réaliser par ce programme, si vous aviez à faire des concessions?

**M. Nielsen:** Monsieur le président, nous appuyons ces deux objectifs et je ne voudrais pas avoir à en délaisser un. Nous les appuyons tous les deux.

**Le président:** Vous appuierez donc le gouvernement?

**Le sénateur Kelly:** Je dois dire que votre exposé a été extrêmement intéressant. J'ajouterais toutefois, monsieur Nielsen, que si j'avais été à votre place, j'aurais dit que la sécurité des approvisionnements constitue le tout premier objectif, et que pour y parvenir il faut une industrie viable, ce que vous avez considéré comme étant l'objectif numéro un. Toutefois, pour en revenir plus précisément à votre plan de neuf ans, j'aimerais savoir quelles prévisions vous avez fait en matière de prix mondiaux en établissant ce plan. Je poursuis essentiellement les observations du sénateur Kirby, mais le prix du marché, comme vous l'avez décrit, est le prix qui est fixé principalement par l'OPEP, même si d'autres y participent. Que prévoyez-vous pour cette période de neuf ans?

**M. Nielsen:** Sénateur Kelly, j'aimerais renvoyer cette question M. Stikeman parce que c'est lui qui a préparé cette étude.

**M. Stikeman:** Sénateur Kelly, nous pensons fondamentalement que nous ne savons pas exactement ce que sera le prix du pétrole dans six mois, et encore moins dans neuf ans. Cependant, après d'innombrables discussions sur cette question, nous avons décidé de prendre le risque. Nous en sommes finalement arrivés à ces prévisions en juillet dernier, et elles semblent assez valables. On suppose évidemment qu'il n'y aura ni interruption de production ni bouleversement majeur des prix, ni aucun autre événement extérieur portant à conséquence.

De façon générale, en dollars d'aujourd'hui, ou en termes nominaux, le prix du pétrole demeurera stable cette année comparativement à ce qu'il a été l'année dernière, et il montera d'un cran l'année prochaine. Pendant le reste des années 1980 jusqu'au début des années 1990, il progressera de quelques points de pourcentage en terme réels, augmentation à laquelle il faut ajouter l'inflation. Cela nous donne un prix d'un peu moins de 70 $ le baril en 1992, en dollars courants. En dollars constants, en 1992, le prix sera en réalité un peu inférieur à ce qu'il était l'année dernière.

**Le sénateur Kelly:** Vous prévoyez, et je ne le dis pas pour contester vos prévisions, je cherche tout simplement à savoir, une augmentation très substantielle des travaux de prospection et de développement sur les terres du Canada, alors que la décision d'aller ou non de l'avant dépend strictement du marché et des recettes escomptées. C'est pourquoi je suis curieux

[*Text*]

I am curious to know what you think will be happening in terms of the price you will get for what you might develop.

I think the same applies to enhanced oil recovery. I admit that I am not current on exactly what level of activity is in place today, but I do have the impression that a 100 per cent increase will not be too great.

**Mr. Stikeman:** Senator, everything we can get helps, and although current enhanced oil recovery is small—I grant you that—there is such a large number of plans by the industry that by 1992 we will see significantly more than we currently have. We think that the industry is so excited and eager to get on with that particular part of its business that it could quite easily be doubled during the forecast period. In the scheme of things, it will remain a relatively small percentage, but I think we have to work aggressively on all fronts, and this is one front where there is a great deal of enthusiasm in place and one which we can and will build upon.

**Senator Kelly:** I gathered that it was because there was some doubt of that that the government felt it needed to stimulate some of those further-out resources and to do so in a different fashion.

You show in your charts a substantial reinvestment. There was a general perception sense for a while that the multinational companies in particular had engaged in quite a substantial diversification program and were moving away from their traditional line of business. You do not anticipate that that would apply in the nine years you have described? That investment can be counted on in your opinion.

**Mr. Stikeman:** Absolutely, senator.

**Senator Kelly:** I have no further questions on that subject, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Senator Kirby?

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, my questions relate to a different area, but I wonder if I might ask one preliminary question regarding your chart on Canadianization. I noticed in your notes that you talked about the decline in foreign control and foreign ownership starting sharply in 1975. Is it coincidental that that is when Petro-Canada commenced its operations?

Further to that, what would that chart be minus Petro-Canada? I ask that because one the arguments you made was that if one went back to the earlier system, there clearly was a substantial decline, as you pointed out, between 1975 and 1982. Obviously, Petro-Canada must be part of that, and it would be interesting to know what that chart would look like if you extracted from it the impact of Petro-Canada.

**Mr. Smyth:** Senator Kirby, there is a significance to the date 1975. Although I do not think we have done the numbers by extracting Petro-Canada, 1975 is a significant event in that that was when, at the urging I believe of the petroleum industry, there was the removal of the principal business tax in taxation, which effectively put Canadian investors—individuals—on the same favourable basis as foreign investors. It was at the urging of our industry that that principal business tax was removed from the taxation system, as a consequence of which

[*Traduction*]

de savoir ce que vous pensez qu'il adviendra du prix que vous obtiendrez pour le produit que vous pourriez mettre au point.

Je pense qu'il en est de même pour la récupération assistée du pétrole. J'avoue ne pas connaître exactement l'ampleur des travaux en cours actuellement, mais j'ai l'impression qu'une augmentation de 100 p. 100 ne sera pas exagérée.

**M. Stikeman:** Monsieur le sénateur, tout ce qu'on peut obtenir a son importance, et bien que la récupération assistée du pétrole soit modeste, je vous l'accorde, l'industrie a un si grand nombre de projets que d'ici à 1992, il se fera nettement plus de récupération assistée que maintenant. Nous pensons que l'industrie est si emballée par ce secteur qu'on pourrait très facilement doubler les chiffres au cours de la période de prévision. Absolument, ce secteur continuera à représenter un pourcentage relativement modeste, mais je pense que nous devons travailler activement sur tous les fronts, et c'est là un front où l'enthousiasme est grand et où nous pouvons bâtir et bâtirons.

**Le sénateur Kelly:** J'ai eu l'impression que, comme on en doutait, le gouvernement a estimé qu'il lui fallait stimuler l'exploitation de certaines de ces ressources lointaines et le faire d'une façon différente.

Vos diagrammes font état d'un réinvestissement important. On a eu l'impression pendant un certain temps que les sociétés multinationales, plus particulièrement, participaient à un très vaste programme de diversification et qu'elles s'éloignaient de leurs domaines traditionnels. Vous ne prévoyez pas qu'il en sera ainsi au cours des neuf années que vous avez décrites? Vous pensez qu'on peut compter sur cet investissement?

**M. Stikeman:** Absolument, sénateur.

**Le sénateur Kelly:** Je n'ai pas d'autres questions à poser, monsieur le président.

**Le président:** Sénateur Kirby?

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, mes questions ont trait à un autre domaine. Je me demande si je peux poser une question préliminaire sur votre diagramme de la canadianisation. J'ai constaté dans vos observations que vous dites que le déclin du contrôle et de la propriété par des intérêts étrangers a commencé brusquement en 1975. Est-ce un hasard si c'est aussi à ce moment que Petro-Canada est entré en exploitation?

En outre, que serait ce diagramme si l'on excluait Petro-Canada? Je le demande parce que vous avez dit que si l'on se reportait au système précédent, il y avait clairement eu un déclin important entre 1975 et 1982. Petro-Canada est certainement inclus dans ces chiffres, mais il serait intéressant de savoir à quoi ressemblerait ce diagramme si vous en retiriez l'apport de Petro-Canada.

**M. Smyth:** Sénateur Kirby, l'année 1975 a son importance. Bien que je ne pense pas que nous ayons obtenu ces chiffres en en excluant Petro-Canada, je rappelle que 1975 tient son importance du fait que c'est à ce moment qu'a été suprimé, à la demande expresse de l'industrie pétrolière, l'impôt sur le revenu tiré d'une entreprise principale et qu'on a ainsi effectivement permis aux investisseurs canadiens, aux particuliers, de profiter de la même base d'imposition avantageuse que les investisseurs étrangers. C'est à la demande de notre industrie que cet impôt a été rayé du système d'imposition, de sorte que

[*Text*]

Canadians were able to invest more in the petroleum industry than they had previously.

I believe the removal of the principal business tax had more to do with the increase in Canadian participation than the acquisitions of Petro-Canada, *per se*, because the first major acquisition by Petro-Canada, as you know, was in 1978. Although Atlantic Richfield had preceded it, the first large acquisition was Pacific Petroleum during 1978, followed by Petrofina in 1980.

**Senator Kirby:** It would be interesting to see that chart with the impact of Petro-Canada extracted.

I have two or three questions which relate to the levels of government intervention which I shall put to you to obtain your reaction as much as anything else. I notice on pages 12 and 14 of your brief that you seem to be simultaenously saying two things—government intervention if necessary, but not necessarily government intervention. That strikes me as a bit of an attempt to have it both ways. I should like to see an expansion of the notion that you are in favour of retaining government intervention in cases in which the industry decides that government intervention is in the interest of the industry. It seems to me your position would be substantially more consistent, if in fact you took the position that you do not want government intervention at all and are prepared to ride the ups and downs.

I am disturbed by the notion that you want the government to step in and help you in cases when it is in your interest that they do so—as the unwritten part—but that in other cases you do not want the government to intervene.

A related question has to do with your comment on page 13 about PIPS being substituted for tax-based schemes. You do not really explain why you think the method by which the industry actually obtains the money makes a difference.

If the same amount of support were to go to the industry, why should it make a difference to you the means by which you obtained it?

**Mr. Smyth:** Mr. Chairman, with respect to the first observation raised by Senator Kirby, I think it is explicit recognition by us that in the hard realities of life circumstances may arise in which government will wish to intervene.

I think the industry would prefer that the government did not intervene and it would be prepared to take its lumps on the upside or the downside.

I think in understanding the realities of life, governments, as they have in the past—and not just in this country—do have a provision to intervene and it would be unrealistic of us to suggest that the government not intervene.

One could certainly envisage that on the upside, if there were a dramatic increase in price, and one could also presumably envisage that on the downside at a point where the Government of Canada concluded that, unless it intervened, the petroleum business would be out of business and that that might not be good for the country as well. Indeed, that is a

[*Traduction*]

les Canadiens ont pu investir plus que jamais dans l'industrie pétrolière.

Je crois que la suppression de l'impôt sur le revenu tiré d'une entreprise principale a joué un plus grand rôle dans l'augmentation de la participation canadienne que les acquisitions de Petro-Canada en soi, parce que la première grande acquisition de Petro-Canada, date de 1978. Bien qu'elle ait été précédée par l'Atlantic Richfield, la première grande acquisition a été celle de la Pacific Petroleum en 1978, suivie de Petro-Fina, en 1980.

**Le sénateur Kirby:** Il serait intéressant de voir ce diagramme compte non tenu du poids de Petro-Canada.

J'ai deux ou trois autres questions qui ont trait au degré d'intervention du gouvernement et je vais vous les poser parce que je tiens à connaître votre avis. J'ai constaté qu'aux pages 12 et 14 de votre mémoire, vous semblez dire en même temps deux choses: que l'intervention gouvernementale est nécessaire, et qu'il ne faut pas nécessairement une intervention gouvernementale. On dirait que vous essayez de ménager la chèvre et le chou. J'aimerais que vous précisiez cette idée selon laquelle vous préférez l'intervention gouvernementale dans les cas où l'industrie l'estime avantageuse. Il me semble que vous défendriez une position bien plus cohérente si vous disiez que vous ne souhaitez aucune forme d'intervention gouvernementale et que vous êtes disposés à vous en passer.

Je m'étonne de voir que vous voulez que le gouvernement vous vienne en aide tant que sa participation sert vos intérêts, comme vous le laissez entendre, mais que, dans d'autres cas, vous ne voulez pas que le gouvernement intervienne.

Mon autre question a trait à l'observation que vous faites à la page 13 où vous proposez de substituer aux subventions du PESP des encouragements fiscaux. Vous n'expliquez pas vraiment pourquoi vous pensez que la façon dont l'industrie obtient les fonds peut changer quelque chose.

Si le même montant est injecté dans l'industrie, que peut vous importer la façon dont vous obtenez les fonds?

**M. Smyth:** Monsieur le président, en ce qui concerne la première observation du sénateur Kirby, je pense que nous reconnaissons ainsi explicitement que, compte tenu des dures réalités de l'existence, il peut se trouver des circonstances où le gouvernement souhaite intervenir.

Je pense que l'industrie préférerait que le gouvernement n'intervienne pas et qu'elle assumerait ses responsabilités aux beaux jours comme aux mauvais jours.

Compte tenu des réalités de la vie, les gouvernements, comme ils l'ont fait par le passé, et pas seulement ici, sont en mesure d'intervenir, et il serait irréaliste de demander que le gouvernement n'intervienne pas.

On peut certainement l'envisager en cas de hausse, s'il se produisait une très nette augmentation des prix, et on peut aussi l'envisager en cas de chute des prix, auquel cas le gouvernement du Canada conclurait que, à moins d'intervenir, l'industrie pétrolière ferait faillite, ce qui pourrait ne pas servir les avantages du pays. C'est évidemment un principe qui vaut

[*Text*]

philosophy which certainly pertains to every industry for which we have tariffs in this country. In the early days—back to the late 19th century or the early 20th century—the infant industry argument or the national security argument was that the government judged it was in the interest of the country as a whole to keep the industry alive, even though it might not be a viable one. There are still some examples as a residue of that philosophy in the country today.

I think the point is that either on the upside or the downside one has to recognize that governments may feel it necessary to intervene, and it would have been naive of us to ignore that possibility. That is more an observation on what we think governments are likely to do than an element of policy *per se*.

**Senator Kirby:** The dilemma for the policy-makers, of course, and I think you touched on that, is that, essentially, they are attempting to distinguish between the circumstances under which intervention is reasonable and in the national interest and the circumstances under which it is not. It seems to me that you could have certainly helped our committee substantially by attempting, however crudely, to delineate roughly where those boundaries are. Otherwise, what will inevitably happen down the road is that government will make a decision to intervene or not to intervene. In either case, when it does, it then simply becomes a judgment call. What bothers me is that I do not think you have given us much guidance on where those boundary lines really ought to be.

**Mr. Smyth:** Surely, Senator Kirby, they change with time and the economics, either international or domestic, of the day, and the evidence is around us that from 1974 it was judged that governments would intervene at that particular point in time. Let me take the other end of the scale, if I may, to illuminate the case you are making. Suppose that the international price of oil fell to $15 a barrel. I presume that governments would then want to make a choice as to whether it was desirable to have a petroleum industry at all, because at that price, unless governments were prepared to vacate taxation entirely, one could see that we simply could not sell the product in competition with $15 oil from offshore. Then a further set of choices would arise, such as, does the government judge it to be in the interests of the country to be entirely dependent upon foreigh supplies of oil.

**Senator Kirby:** But your position as an industry surely would be that, if the price fell to $15, then the government ought to be prepared to let the price fall. Accepting that there are other national issues, such as you raised, do you want to be solely dependent on foreign supply?

**Mr. Smyth:** Yes, at both ends of the scale, on the upside or the downside. One of the major observations that we have being here today that, for the health of the economy of the country as a whole, there is much more that the industry could be doing, and that it could be doing it at certainly no increase in the revenues which governments derive through taxation and royalties now and at a very nominal increase in price to

[*Traduction*]

pour tout secteur industriel du pays qui est assujetti aux règles tarifaires. Au tout début, à la fin du XIX^e^ et au début du XX^e^ siècles, selon le raisonnement appliqué à l'industrie naissante ou selon l'argument de la sécurité nationale, le gouvernement jugeait qu'il était dans l'intérêt du pays tout entier de soutenir l'industrie, même si elle n'était pas viable. On trouve encore au pays quelques traces de cette philosophie.

Je pense que, en cas de hausse comme de baisse, il faut reconnaître que les gouvernements peuvent juger nécessaire d'intervenir, et que nous serions bien naïfs de ne pas tenir compte de cette possibilité. J'en fais davantage une observation sur ce que nous pensons que les gouvernements feraient qu'un élément de politique en tant que telle.

**Le sénateur Kirby:** Pour les décideurs, le dilemme consiste, et je crois que vous l'avez bien vu, à tenter d'établir dans quelles circonstances l'intervention est ou n'est pas raisonnable et nécessaire dans l'intérêt national. Je pense que vous auriez certainement aidé le Comité en tentant, même sommairement, de définir où se situent ces lignes de démarcation. A défaut de quoi, on en arrivera finalement au point où le gouvernement décidera soit d'intervenir, soit de ne pas intervenir. Dans l'un et l'autre cas, il en jugera approximativement. Ce qui m'inquiète, c'est que vous ne nous avez pas donné d'indices véritables quant à l'endroit où il convient de tracer cette ligne de démarcation.

**M. Smyth:** Il est bien certain, sénateur Kirby, que les circonstances changent avec le temps et la conjoncture économique, internationale et nationale. D'ailleurs, tout montre depuis 1974 qu'on a cru que les gouvernements interviendraient à ce moment précis. Permettez que je tente de poser la situation autrement, pour préciser le point que vous faites valoir. Supposons que le prix international du pétrole tombe à $15 le baril; les gouvernements voudraient alors être en mesure de décider s'il est souhaitable de posséder une industrie pétrolière, parce qu'à ce prix, à moins que les gouvernements soient disposés à renoncer entièrement à l'imposition, on verrait bien qu'on ne peut absolument pas concurrencer du pétrole étranger qui se vend $15 le baril. Une autre possibilité s'offrirait. On pourrait par exemple se demander si le gouvernement juge qu'il est de l'intérêt du pays de dépendre entièrement d'approvisionnements étrangers en matière de pétrole.

**Le sénateur Kirby:** Mais, en tant que représentant de l'industrie, vous soutiendriez certainement que, si le prix tombait à $15 le baril, le gouvernement devrait être disposé à laisser le prix tomber. On convient qu'il y a d'autres questions d'importance nationales à traiter, comme celles dont vous avez parlé, et qui consiste à savoir si l'on accepterait de dépendre exclusivement des approvisionnements étrangers.

**M. Smyth:** D'un côté comme de l'autre, en cas de hausse comme en cas de baisse. Une des grandes conclusions auxquelles nous en sommes arrivés aujourd'hui est que, dans l'ensemble, l'industrie pourrait faire bien davantage pour la santé de l'économie nationale, et ce sans accroître les recettes que le gouvernement tire sous forme d'impôts et de redevances. Simplement, au prix d'une augmentation minime pour le consom-

[*Text*]

the consumer for instance, one cent a litre, and perhaps not even that much given the fluctuations of price wars. The blended price is already at 93 per cent of the international price, so we are so close to it that that is not really a major factor.

The question for governments is whether they want the contribution which this industry could make to a much healthier Canadian economy. We are coming to say that this is what we could, and think we should, be doing for the economy as a whole, and we believe that it is achievable at a very modest cost.

**Senator Kirby:** After Mr. Nielsen makes his comment, perhaps you could answer the question I raised about what difference it makes what means government uses.

**Mr. Nielsen:** I should like to add a further comment to Mr. Smyth's comment, and then Mr. Carlyle will answer your second question on the PIPs. I chaired the committee of 11 gentlemen—Mr. Stikeman was one of them—who put together the energy policy that we are suggesting. We debated loud and long about whether we should try to find when governments should intervene and when they should not. We have simply decided we could not do this. In the first place, we could not agree on a fixed parameter by which we would say, "At that point the government intervenes." We felt it was inevitable that, if there were severe price shocks up and down, governments would intervene of their own accord—and probably in our best interests and the best interests of the country. We did not feel that we were capable of defining those exact points.

**Senator Kirby:** I am not at all surprised, if you had 11 people from anywhere in the country on this question, that you could not agree. I suspect that even if you had had two you would have had difficulty reaching an agreement because that is the nature of the issue.

**Mr. Carlyle:** Mr. Chairman, with regard to the PIPs and phasing that into a tax regime, I believe that there is a consensus in the association, not only from the companies that are getting the maximum benefits from PIPs, but also from the other end of the scale as well, that this system has some problems in terms of stability. All of the industry is concerned about providing a stable regime for the ongoing development of the resources of this country. As you probably know, the PIPs are subject to an annual review and can be changed in terms of amount on one year's notice. Even the people who are getting the maximum benefit are concerned about the longevity of this system.

**Senator Kirby:** I understand your concern about stability and I am totally in agreement with you, but that is an issue about stability that would also apply to a tax-based scheme simply because one can change taxes every year. My question to you was, if you knew the system was going to be stable, why does it makes a difference to you exactly what the system is?

[*Traduction*]

mateur—par exemple d'un cent le litre—et peut-être même moins étant donné les guerres des prix qu'on se livre. Le prix composé se situe déjà à 93 p. 100 du prix international, c'est donc dire que nous y sommes presque déjà, et ce facteur n'a donc pas une très grande importance.

Les gouvernements doivent donc se demander s'ils veulent de la contribution que cette industrie pourrait faire en vue de fortifier l'économie canadienne. Nous sommes venus ici pour vous dire que c'est ce que nous pourrions et devrions faire pour l'ensemble de l'économie, et nous pensons pouvoir y arriver sans grands frais.

**Le sénateur Kirby:** Une fois que M. Nielsen aura pris la parole, peut-être pourriez-vous répondre à la question que j'ai posée, c'est-à-dire que vous importent les moyens qu'utilise le gouvernement?

**M. Nielsen:** J'aimerais ajouter quelque chose à ce qu'a dit M. Smyth, puis M. Carlyle pourra répondre à votre deuxième question sur les subventions du PESP. J'ai présidé ce comité de onze membres, dont M. Stikeman a fait partie. Ce comité a élaboré la politique énergétique que nous proposons. Nous avons débattu fermement et longuement la question de savoir si nous devions essayer de déterminer à quels moments les gouvernements devraient intervenir ou ne pas intervenir. Nous avons conclu que nous ne pouvions pas y arriver. D'abord, nous ne pouvions pas nous entendre sur un paramètre fixe qui permettrait de dire à quel moment le gouvernement doit agir. Il nous semblait inévitable que, si survenaient plusieurs graves bouleversements des prix, tant en hausse qu'en baisse, les gouvernements interviendraient de leur propre chef, et sans doute dans le plus grand intérêt de l'industrie et du pays. Nous ne nous sentons pas en mesure de déterminer où se situaient exactement ces limites d'intervention et de non-intervention.

**Le sénateur Kirby:** Vous comptiez onze membres venant de tous les coins du pays, et je ne m'étonne pas de ce que vous n'ayez pu en arriver à un accord. Je crois que même si vous n'aviez été que deux, vous auriez encore eu du mal à vous entendre vu la nature de la question.

**M. Carlyle:** Monsieur le président, en ce qui concerne les subventions du PESP et la transformation progressive de ce programme en régime fiscal, je pense qu'il se dégage un certain consensus au sein de l'Association et ce, non seulement chez les sociétés qui tirent le maximum d'avantages du Programme d'encouragement au secteur pétrolier, mais aussi chez les autres, à savoir que ce système présente certains problèmes de stabilité. Tout le secteur réclame un régime stable qui permette la mise en valeur des ressources du pays. Comme vous le savez sans doute, les subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier font l'objet d'un examen annuel et les montants peuvent en être changé avec un an de préavis. Même ceux qui en tirent le maximum s'inquiètent de la durée de ce système.

**Le sénateur Kirby:** Je comprends que vous vous souciez de sa stabilité, et je partage vos inquiétudes, mais cette question de stabilité se poserait aussi dans le cas d'un système fiscal puisqu'on peut aussi modifier les impôts d'année en année. Je vous demande ceci: si vous saviez que le système demeurerait stable, que vous importerait en quoi il consiste?

[*Text*]

**Mr. Carlyle:** One of the points of concern is the discriminatory aspect of PIPs. The difficulty is even determining the qualification for PIPs—because the Canadian ownership rate is a very complicated problem. We think that all the companies should be treated the same and that the incentives should flow through the investment incentives, and there are a number that we have in mind that could handle the problem—in other words, stimulate Canadian acquisition of equity in the petroleum industry and put the incentives back into the tax regime where they work so well. Perhaps we got the PIPs because there was an unduly generous allowance which had to be a potential for abuse in the frontier allowances which were superseded by the current regime. We think that the depletion arrangement was not quite as generous but would ensure that all industries had an after-tax cost of their investments on Canada lands and would be more appropriate for the industry.

**Senator Kirby:** Are you suggesting that you do not want a system which, however it is based, favours Canadian-owned companies over non-Canadian-owned companies?

**Mr. Carlyle:** I think this would all be treated the same.

**Senator Kirby:** Then my question is, getting back to Mr. Nielsen saying that you supported the three objectives of the NEP, how do you develop a system which furthers the Canadianization objective while simultaneously treating everybody equal? They are almost in conflict with each other.

**Mr. Carlyle:** We think that there should be incentives for Canadians to invest in the petroleum industry and that would achieve the goal of the government.

**Senator Kirby:** So you would have a less direct scheme in terms of furthering the Canadianization objective?

**Mr. Carlyle:** Yes, senator.

**Senator Kirby:** That is the essence of the problem.

**Mr. Stikeman:** If I may add an additional point to that, senator, we feel that the target of 50 per cent Canadian content in Canada lands is something that should be upheld as a target. We feel that this, in turn, will continue to encourage and abet further Canadianization in the key part of our industry.

**Senator Kirby:** Therefore, to get back to my question, you are saying that first, you want stability; secondly, you want a scheme that does not differentiate between Canadian-owned and non-Canadian-owned companies; thirdly, I believe you said you had some specific proposals. They are not outlined here, but when you answered you said there were some specific proposals of tax-based schemes which would offer added incentives to Canadians to invest in the industry. At some point will you be suggesting those publicly?

[*Traduction*]

**M. Carlyle:** Le côté discriminatoire des subventions du PESP est un objet de préoccupation. Il est même difficile d'établir les critères d'admissibilité aux subventions du PESP parce que la mesure du taux de participation canadienne est un problème très complexe. Nous pensons que toutes les sociétés doivent être traitées de la même façon et que les encouragements doivent être accordés par un programme favorisant l'investissement. Nous en connaissons un certain nombre qui pourraient permettre de régler le problème. Autrement dit, il faudrait favoriser l'acquisition par des Canadiens d'actions du secteur pétrolier et ramener les encouragements dans le régime fiscal là où ils fonctionnent si bien. Peut-être avons-nous recouru au PESP parce qu'existait le risque d'octroyer dès allocation, indûment généreuses en matière d'exploitation de ressources pionnières, et elles ont été remplacées par le régime actuel. Nous pensions que la disposition relative à l'épuisement n'était pas aussi généreuse, mais elle permettait que toutes les industries enregistrent, des coûts après impôt pour leurs investissemetns sur les terres canadiennes, et elle serait plus appropriée pour l'industrie.

**Le sénateur Kirby:** Êtes-vous en train de dire que vous ne voulez pas d'un système qui, quels que soient ses fondements, favoriserait les sociétés canadiennes aux dépens de sociétés détenues par des intérêts non canadiens?

**M. Carlyle:** Je pense qu'on les traiterait toutes de la même façon.

**Le sénateur Kirby:** Puisque M. Nielsen a dit que vous appuyez les trois objectifs du PEN, comment donc élaboreriez-vous un système qui poursuivrait l'objectif de la canadianisation tout en traitant tout le monde sur un pied d'égalité? Un objectif contredit l'autre.

**M. Carlyle:** Je pense qu'en encourageant les Canadiens à investir dans le secteur pétrolier, on viserait du même coup l'objectif du gouvernement.

**Le sénateur Kirby:** Vous auriez donc un plan moins direct pour permettre la réalisation de cet objectif de canadianisation?

**M. Carlyle:** Oui, sénateur.

**Le sénateur Kirby:** C'est l'essence même du problème.

**M. Stikeman:** Je me permets d'ajouter, sénateur, que nous estimons qu'il faut maintenir l'objectif d'un contenu à 50 p. 100 canadien sur les terres du Canada. D'autre part, nous estimons que cet élément favorisera la canadianisation dans ce secteur clé de notre industrie.

**Le sénateur Kirby:** Revenons à ma question. Vous disiez d'abord que vous vouliez la stabilité, et ensuite que vous vouliez un plan qui ne fasse pas de différence entre les sociétés appartenant à des intérêts canadiens et celles qui appartiennent à des intérêts non canadiens. Enfin, troisièmement, je pense que vous avez dit que vous aviez des propositions précises. Elles ne sont pas exposées ici, mais en répondant, vous avez parlé de plans fiscaux qui inciteraient davantage le Canadiens à investir dans l'industrie. Est-ce que vous les exposerez publiquement?

[*Text*]

**Mr. Nielsen:** I should like to speak to that, Senator Kirby. We have proposed some generalized changes in policy. It is our intent to discuss these changes in detail with the pertinent governments. We much prefer to sit down with governments to discuss how these things can best be achieved. That is our plan.

Today we have tried to avoid going into that kind of detail because we have not yet had the opportunity to discuss some of these matters with the pertinent governments. We felt that that would be the proper approach to take.

I would like to add to what Mr. Stikeman said—which is certainly part of our package—when he brought out the point that we do accept the 50 per cent target of Canadian equity in producing properties on Canada lands before they go on production. We have some caveats relative to that policy. We do not believe that an offshore operation, for example, should be prohibited from proceeding because it may only have 45 per cent Canadian interest. If it can be shown that a major effort has been made by the operators and the group of companies involved to get the 50 per cent Canadian content and they have not been able to get it, we believe that such projects should be allowed to proceed and that, for example, we should not prevent crude oil from being produced off the east coast of Canada for that reason. Nevertheless, we do accept the idea that 50 per cent Canadian equity should be a target. That certainly will contribute significantly to continuing Canadianization on Canada lands.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, I appreciate Mr. Nielsen's preference for initially discussing these specific proposals with the federal and provincial governments, but I would hope that, before we conclude our hearings several months from now, we could have a similar discussion with them. It seems to me that specific industry proposals could be helpful.

**The Chairman:** Are there any further questions with respect to Canadianization?

**Senator Molgat:** Yes, Mr. Chairman. In the proposed investment incentives and so on, Mr. Nielsen, are you prepared now to make some specific suggestions or would they be included in that discussion with government that you have referred to?

**Mr. Nielsen:** Would you repeat your question, senator?

**Senator Molgat:** If we are not going to have the present method by which to move towards Canadianization, you are proposing tax and investment incentives of various kinds. Are your proposals fleshed out at this point?

**Mr. Nielsen:** We have done a tremendous amount of work on this subject, senator. We are currently testing our work through our various companies to determine the effect of some of our proposals on individual projects and on different kinds

[*Traduction*]

**M. Nielsen:** J'aimerais répondre à cette question, sénateur Kirby. Nous avons proposé quelques modifications générales à la politique. Nous projetons de discuter de ces modifications en détail avec les gouvernements visés. Nous croyons qu'il est infiniment préférable de les consulter sur la meilleure façon d'arriver à ces modifications. C'est ainsi que nous entendons procéder.

Nous avons essayé de ne pas discuter aujourd'hui de ces détails puisque nous n'avons pas encore eu l'occasion d'aborder la question avec les gouvernements touchés. Nous estimons qu'il serait préférable d'en discuter avec eux d'abord.

J'aimerais en dire un peu plus long sur la question—qui fait partie de nos propositions—soulevée par M. Stikeman lorsqu'il a dit soulevée par M. Stikeman que nous acceptons l'objectif d'une participation canadienne de 50 p. 100 pour les propriétés productrices des terres du Canada avant l'entrée en exploitation. Nous nous opposons cependant à certaines des dispositions de cette politique. Par exemple, nous ne croyons pas qu'il faudrait interdire l'exploitation au large des côtes simplement parce que la participation canadienne à ce projet n'est que de 45 p. 100. A notre avis, si l'on peut démontrer que des efforts sérieux ont été faits par les exploitants et par les sociétés participantes pour obtenir une participation canadienne de 50 p. 100, l'entrée en exploitation doit être autorisée même si l'objectif n'a pas pu être atteint. Par exemple, nous ne devrions pas empêcher la production, par exemple, de pétrole brut au large de la côte Est du Canada pour cette raison. Néanmoins, nous reconnaissons que l'objectif devrait être une participation canadienne de 50 p. 100. Cette mesure va certainement beaucoup contribuer au maintien de la canadianisation des terres du Canada.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, je comprends parfaitement que M. Nielsen préfère tout d'abord discuter de ces propositions précises avec les gouvernements fédéral et provinciaux, mais j'espère que nous aurons l'occasion, avant de terminer nos audiences dans quelques mois, de discuter de ces points avec eux. Je crois qu'il nous serait utile de connaître les propositions précises de l'industrie.

**Le président:** Y a-t-il d'autres questions sur la canadianisation?

**Le sénateur Molgat:** Oui, monsieur le président. Au chapitre des propositions visant les encouragements à l'investissement et des autres mesures analogues, monsieur Nielsen, êtes-vous disposé à présenter des suggestions précises ou celles-ci sont-elles comprises dans les points dont vous projetez de discuter avec les gouvernements?

**M. Nielsen:** Pourriez-vous répéter votre question, monsieur le sénateur?

**Le sénateur Molgat:** Si la méthode actuelle de canadianisation est abandonnée, vous proposez des incitations fiscales et des encouragements à l'investissement de divers genres. Avez-vous déjà formulé vos propositions à cet égard?

**M. Nielsen:** Nous avons beaucoup travaillé dans ce domaine, monsieur le sénateur. Nous étudions actuellement les répercussions de certaines de nos propositions sur des projets donnés et sur divers types de sociétés, comme les sociétés cana-

[*Text*]

of companies, such as Canadian companies, foreign-owned companies and partially foreign-owned companies on frontier area projects, on heavy oil projects and on conventional projects. We are not yet at the point where we can discuss this in detail. We definitely do need to discuss these at government level before we can talk about them publicly.

**Mr. Smyth:** Mr. Chairman, perhaps I could add a few comments to put into context why we are here today and what we have brought with us.

Over a considerable period of time and with reference to what we judge to be a representative cross-section of the industry—keeping in mind that our association probably accounts for about 85 per cent of the crude oil natural gas production in the entire country and that virtually every major Canadian-owned or foreign-controlled company is a member of our association—what we have done is to say what is likely to happen if there is no change and what would likely happen if the general policies that we suggest here were to be implemented. We have then taken the spread between those two cases to indicate the potential benefit up-side or down-side to the Canadian economy. For that purpose, we engaged the services of Chase Econometrics in order to test independently, so that we could bring an objective and third-party view to our two cases for purposes of identifying the consequences of this level of activity for the country.

We believe that we have been able to identify a tremendous opportunity for the Canadian economy. Our principal purpose in coming today was to describe that to honourable senators. As Mr. Nielsen has said, our next task is to sit down on a consultative basis with all of the persons who made the rules that govern our industry to see whether and how we can devise the systems which will enable us to take advantage of the opportunity which we believe has been proven to be there.

I repeat that this has been done not by us but by a totally independent and objective third party. On that basis, therefore, our next step is to engage in a consultative process. I think we have all learned something about the importance of consultation in our industry, from both sides. When I say "the industry," we probably ought to have spent more time talking to governments in the late seventies, and perhaps it works the other way as well. We would like to address that problem of the past by assuring that, whatever arises in the future, at least we have the opportunity to express our views.

We have a goal. We think it is explicit and achievable. Now we are looking for ways and means; that is the next step in the weeks to come.

**Senator Guay:** Mr. Chairman, I want to follow up a little on the matter of tax based investment incentives as opposed to grants. I am a little concerned and perhaps the witnesses could clarify the point for me. Based on taxes, there are the benefits whereby the report of a company is good because there is a profit. On the other hand, a loss reported is another case altogether. My question has to do with the encouragement or discouragement of new investors who have not yet reported

[*Traduction*]

diennes, les sociétés étrangères et les sociétés appartenant en partie seulement à des intérêts étrangers et ce, pour les projets exécutés dans les régions pionnières, les projets de pétrole lourd et les projets classiques. Nous ne sommes pas encore en mesure, cependant, d'en discuter en détail. Avant d'en parler publiquement, nous devons absolument aborder ces propositions avec les gouvernements visés.

**M. Smyth:** Monsieur le président, j'aimerais dire quelques mots sur la raison pour laquelle nous sommes ici aujourd'hui et sur l'information que nous avons apportée.

J'aimerais tout d'abord vous rappeler que les membres de notre association sont probablement à l'origine d'environ 85 p. 100 de la production totale de pétrole brut et de gaz naturel au pays et que pratiquement toutes les grandes sociétés canadiennes ou sociétés sous contrôle étranger sont membres de notre association. En nous fondant sur une longue période et sur un échantillon selon notre représentatif de l'industrie, nous avons défini ce qui risque d'arriver si rien n'est modifié et ce qui se produirait si les politiques générales que nous proposons étaient mises en œuvre. L'écart entre les deux régimes a servi à déterminer les avantages possibles en aval et en amont pour l'économie canadienne. Nous avons, à cette fin, fait appel aux services de la Chase Econometrics afin d'assurer un essai indépendant, de façon à avoir l'opinion objective d'une tierce partie, dont nous pourrions nous servir pour identification des conséquences de ce niveau d'activité pour le pays.

A notre avis, nous avons pu determiner que des perspectives extraordinaires s'offrent à l'économie canadienne. La principale raison de notre visite aujourd'hui, messieurs les sénateurs, était de vous décrire ces perspectives. Comme l'a dit M. Nielsen, la prochaine étape est la consultatin de tous ceux qui formulent les règlement qui régissent notre industrie; nous pourrons ainsi savoir comment mettre au point les systèmes qui nous permettront de profiter de ces perspectives.

Je tiens à vous rappeller que cette étude n'a pas été effectuée par notre groupe mais par une tierce partie indépendante et objective. Notre prochaine étape sera la consultation. Je crois que nous avons tous appris que la consultation est très importante au sein de notre industrie, pour les sociétés tout comme pour le gouvernement. Quant à «l'industrie», nous aurions probablement dû consacrer plus de temps à la discussion du problème avec les gouvernements à la fin des années 1970; cette remarque vaut peut-être également pour le gouvernement. Peu importe ce que l'avenir nous réserve, nous voulons éviter de répéter les erreurs du passé et nous assurer d'avoir au moins l'occasion de faire connaître notre opinion.

Nous avons un objectif que nous jugions précis et réalisable. Au cours des semaines à venir, nous chercherons les moyens de l'atteindre.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le président, j'aimerais ajouter quelque chose sur les encouragements fiscaux à l'investissement par opposition aux subventions. J'ai quelques préoccupations à cet égard et j'espère que les témoins pourront calmer mes inquiétudes. Les incitations fiscales sont avantageuses quand une société réalise des bénéfices. S'il y a déficit, c'est une autre histoire. J'aimerais poser une question sur les encouragements ou le manque d'encouragement offerts aux nou-

[*Text*]

any income tax. How will they be affected by the suggestions that you are now making? Will it not discourage new investors who may not qualify for these benefits under the tax base that is being spoken about? First of all, do the witnesses understand my question?

**Mr. Stikeman:** I will paraphrase your question, senator, and perhaps you could correct me if I have misinterpreted it. You are saying that the bottom line is: How would new Canadians be impacted from a tax point of view, if they were to take advantage of the additional incentives of investing in the industry? Is that the thrust of your question?

**Senator Guay:** I am concerned with those who want to invest but who are only on the verge of going into the business. How will they be affected under the system? Are you making reference only to those in the business at the moment?

**Mr. Stikeman:** Certainly not, sir. We are proposing that, as a general principle, this industry has the potential of relatively high rates of return coincident with the very high opportunities that are available. We feel that this would be attractive to a much larger number of individual Canadian and institutional Canadian investors than is presently the case. This is not a closed circuit. This is an industry which has a very large requirement for additional capital, and the more investors the better. We do not see any impediments or disadvantages to an individual or an institution which would be coming in later as opposed to one which is already there.

**Senator Guay:** How would you base it, though? I am trying to understand what you have in mind with regard to the base which gives you the incentive, in terms of an investor who never had it before. You must have something in mind when you are making this suggestion.

**Mr. Stikeman:** The current income tax system offers tax incentives for any individual or corporation to invest in oil and gas. We believe that, now that the price outlook is relatively flat, additional incentives in the tax system will have to be developed in the form, perhaps, of additional write-offs or additional flow-through incentives so that, if a corporation is able to achieve a positive rate of return, it will have the flexibility flowing through some of those benefits from it directly through to the individuals and institutions who have invested in it.

There are a number of ways of doing this. We are exploring a number of them, as Mr. Nielsen said, through our own individual member company examinations, and we propose to bring those out in further discussion with governments. Following up on Senator Kirby's suggestion earlier, it would perhaps be desirable to come back with some more substantive details on that at a later date. I would summarize by saying that there are a great many ways of going about this. The income tax system is extremely flexible. We are trying to sort out three of the best four ways of doing this.

[*Traduction*]

veaux investisseurs qui n'ont pas encore payé d'impôt sur le revenu. Dans quelle mesure ceux-ci seront-ils touchés par vos propositions? Ces dernières ne dissuaderont-elles pas les nouveaux investisseurs qui n'auront peut-être pas droit à ces avantages dans le régime fiscal que vous proposez? Comprenez-vous ce que je veux dire?

**M. Stikeman:** Je vais formuler votre question d'une autre manière, monsieur le sénateur. J'espère que vous n'hésiterez pas à me corriger si j'ai mal compris. Vous demandez, tout compte fait, ce qui arriverait aux nouveaux investisseurs Canadiens d'un point de vue fiscal s'ils décidaient de profiter des encouragements supplémentaires offerts à ceux qui investissent dans l'industrie? Est-ce l'essentiel de votre question?

**Le sénateur Guay:** Je m'inquiète de la situation de ceux qui veulent investir mais qui sont seulement sur le point de se lancer en affaires. Quelle sera leur position dans votre nouveau système? Parlez-vous uniquement des entreprises qui sont déjà en exploitation?

**M. Stikeman:** Certainement pas. Nous disons simplement que dans l'ensemble, l'industrie peut obtenir des taux de rendement relativement élevés compte tenu des très bonnes perspectives qui sont offertes. A notre avis, nos propositions pourraient attirer beaucoup plus de Canadiens et d'investisseurs institutionnels canadiens que ce n'est actuellement le cas. Ce n'est pas un circuit fermé. Nous parlons d'une industrie qui a besoin de beaucoup de capitaux supplémentaires et plus il y a d'investisseurs, mieux c'est. Nous ne croyons pas qu'il existe d'obstacles ou de désavantages pour les particuliers ou les institutions qui désirent participer à ce secteur plus tard par opposition à ceux qui y participent déjà.

**Le sénateur Guay:** Comment vous-y prendriez-vous? J'essaie de comprendre ce que vous ferez pour encourager l'investisseur qui n'a jamais profité de ces possibilités auparavant. Vous songez certainement à quelque chose de précis quand vous présentez cette suggestion.

**M. Stikeman:** Le système d'impôt sur le revenu actuel offre des encouragements fiscaux aux particuliers ou aux sociétés qui désirent investir dans le secteur du pétrole et du gaz. A notre avis, puisque les prix demeureront probablement stables pendant une bonne période, il faudra trouver de nouveaux encouragements fiscaux, peut-être sous la forme de dégrèvements supplémentaires ou d'encouragements établis en fonction de l'impôt exigible de sorte que si une société enregistre un taux de rendement positif, elle pourrait décider de transférer directement certains de ces avantages fiscaux aux particuliers et aux institutions qui ont investi.

Il y a diverses façons d'y arriver. Comme l'a dit M. Nielsen, nous étudions un certain nombre de ces possibilités en consultation avec nos membres; nous nous proposons d'en discuter plus à fond avec les gouvernements. Comme le proposait le sénateur Kirby un peu plus tôt, il serait peut-être souhaitable de comparaître à nouveau devant vous, un peu plus tard, pour vous faire part de détails plus définitifs. Nous pouvons aborder la question de diverses façons car le système fiscal est très souple. Nous essayons d'établir les trois ou quatre meilleures façons d'y arriver.

[*Text*]

**Senator Guay:** Surely you must be looking at it from the point of view of a long-term plan, because legislation pertaining to what you are suggesting would take some time. I speak from my own experience. Taking that into consideration, you did not mention the ills or the reason why you watned the change. No doubt you are not satisfied with it. What have you got against the present system, and why do you want the change? Does not the present system provide equal opportunity for all at present?

**Mr. Nielsen:** Mr. Chairman, perhaps I could bring out a couple of points. Regarding the point referred to by Mr. Stikeman, we had no PIPs of every kind before 1980. We did have in Alberta some drilling incentives and some geophysical incentives, but prior to 1973—I am not certain if I am correct in the date—we did not have even those. We had a very healthy oil industry in that time frame without PIPs or any direct incentives. We were allowed tax write-offs on certain types of activity, such as dry well caps, geophysical work, et cetera—exploration work primarily. That was sufficient to bring about a very healthy oil industry, without PIPs and without grants.

So we believe that a similar system—I do not say an identical one—should work and we should not need the grants that are being given. Also they are somewhat artificial. We have to recognize that. We are looking at exploration grants of 80 per cent to Canadian companies in the offshore areas on Canada lands, and 25 per cent in western Canada. These are obviously arbitrarily fixed numbers. We do not see the need for that kind of arrangement. Why 80 per cent, why 25 per cent?

**The Chaiman:** Mr. Nielsen, you said you had a healthy oil industry. But you did not have much Canadian participation. We had evidence at our last meeting, with respect, for example, to the east coast, indicating that we now have seven Canadian companies operating on the offshore east coast, and that 50 per cent of the work being done in the frontier areas of the north is now being done by Canadian companies. You had a healthy and viable industry, but you had no Canadian participation. One of the objectives was to have Canadian participation. If we are to accept the evidence given at our last meeting, it seems that we now have Canadians on these frontier lands, gaining the experience of working in that area and evaluating the holdings of the multinational companies. We now have this Canadian participation, which was one of the goals.

**Mr. Nielsen:** My only response to that, Mr. Chairman, is that prior to 1979-80 we had many thriving Canadian companies in western Canada. We have only to look at the multiplicity of companies that were formed. They were small companies. People left my company—perhaps three or four Canadians—to form their own company and they did well. There were many of those. So we had a big increase in

[*Traduction*]

**Le sénateur Guay:** Vous songez certainement à un plan à long terme puisqu'il faudrait un certain temps pour adopter une loi en ce sens. Du moins, c'est ce que mon expérience m'a appris. Vous n'avez cependant pas parlé des raisons à l'origine de ces modifications. Vous n'êtes probablement pas satisfaits du système actuel. Pouvez-vous nous dire ce que vous reprochez au système actuel et pourquoi vous proposez ces modifications? Le système actuel n'assure-t-il pas des chances égales à tous?

**M. Nielsen:** Monsieur le président, j'aimerais soulever un ou deux points. Pour ce qui est de la question soulevée par M. Stikeman, il n'existait aucun PESP avant 1980. Il y avait en Alberta certains encouragements pour le forage et les études géophysiques, mais avant 1973—je ne sais pas si c'est l'année exacte—nous n'en avions aucun. Notre industrie pétrolière était très saine même sans le PESP et sans encouragements directs. On nous permettait de passer en charges divers frais comme la fermeture des puits à sec, les études géophysiques et les choses du genre, surtout des frais d'exploration. Cela suffisait, même sans le PESP et sans subventions, à assurer une industrie pétrolière saine.

Ainsi, nous croyons qu'un système semblable—mais pas nécessairement identique—serait efficace; nous n'aurions plus besoin des subventions qu'on accorde actuellement. Elles sont de toute façon un peu artificielles, nous devons le reconnaître. Des subventions de 80 p. 100 sont accordées aux sociétés canadiennes qui se livrent à l'exploitation pétrolière au large des côtes des terres du Canada; les sociétés qui se livrent à des travaux dans l'Ouest du Canada reçoivent une subvention de 25 p. 100. Il s'agit évidemment de pourcentages arbitraires. Nous ne croyons pas que ces ententes soient nécessaires; pourquoi fixer un taux de 80 p. 100 ou de 25 p. 100?

**Le président:** Monsieur Nielsen, vous avez dit que nous avions une industrie pétrolière saine. Nous n'avions cependant pas à l'époque un pourcentage élevé de participation canadienne. Lors de notre dernière réunion, les témoins nous ont dit, pour ce qui est de la côte Est, que sept compagnies canadiennes s'occupent maintenant d'exploitation pétrolière au large de cette côte, et que des sociétés canadiennes sont responsables de 50 p. 100 des activités qui se déroulent actuellement dans les régions pionnières du Nord. Vous aviez une industrie saine et viable, mais il n'y avait pas de participation canadienne. Un des objectifs était d'assurer une participation canadienne; si l'on se fie aux témoignages entendus lors de notre dernière réunion, il semble que nous avons maintenant des sociétés canadiennes qui travaillent dans ces zones pionnières, qui acquièrent une certaine expérience dans cette région et évaluent les avoirs des sociétés multinationales. Nous avons maintenant respecté un des objectifs, qui était la participation d'intérêts canadiens.

**M. Nielsen:** Tout ce que je peux vous répondre, monsieur le président, c'est qu'avant 1979-1980, il y avait de nombreuses sociétés canadiennes prospères dans l'Ouest du Canada. Il suffit simplement de songer au grand nombre de petites sociétés qui ont été mises sur pied. Certains de mes employés quittaient ma société, peut-être trois ou quatre Canadiens, pour constituer leur propre société. Ils se sont bien débrouillés. Cela c'est

[*Text*]

Canadian companies active in western Canada prior to any kind of PIP grants. I am ready to admit that in the frontier areas, because of the very high unit cost of the activity there, the extreme expense, it was more difficult for Canadian companies to be active in those areas, and the current system has enabled larger Canadian companies to become involved in the frontier areas. But I question very much whether you will see very many smaller Canadian companies such as the ones that are now active there. As an association, we do not talk company names, but all of those companies are active members of our association, incidentally. I might point out that on our task force were representatives of four of the Canadian companies that are very active in the frontier areas. They were very active in putting this policy together and agreed with it. I should make that point. It is not just an idea being brought out here by foreign owned and foreign controlled companies. This policy was assembled equally by Canadian companies. We are talking about Canadian companies.

**Senator Guay:** Then you feel, Mr. Nielsen, that small Canadian companies would benefit from your suggestion, rather than from the grants that they are getting at the present time? You said they were doing well before they received those grants.

**Mr. Nielsen:** That is correct.

**Senator Guay:** Did the grants do them harm?

**Mr. Nielsen:** I will not say that grants specifically did them harm. I believe the environment, which was fostered overall by the National Energy Program, caused some of them to expand beyond their capabilities. They were also caught in the economic downturn and the high interest rates. Speaking generally, the NEP has damaged Canadian companies more than foreign companies.

**Senator Guay:** And you think they will benefit from what you are suggesting?

**Mr. Nielsen:** Yes.

**Mr. Smyth:** Mr. Chairman, perhaps I could make one observation. I believe that in the Canadian oil register there are some 600 companies—there used to be 700—which describe themselves as exploration companies, apart from the thousands of companies—I say that advisedly; approximately 4,500 companies, I believe—which regard the petroleum business as the major or principal business from which they derive their revenue. I have in mind the drilling industry, service companies, construction, all the way down to the little guys, such as the caterers, water haulers, bulldozer companies, and the small contractor who does site preparation for the well. To revert to the 600 companies which describe themselves as being in the exploration business, within that number there are literally hundreds which do not see themselves as ever operating in the frontiers. I hear quite regularly those small companies, who want to operate in western Canada, wondering why the PGRT, which is collected from them and is dispensed in another part

[*Traduction*]

produit à plusieurs reprises. Il y a donc eu une augmentation considérable du nombre de sociétés canadiennes travaillant dans l'Ouest du Canada avant même qu'on offre des subventions dans le cadre du PESP. Je suis disposé à reconnaître qu'en raison des coûts unitaires élevés, des dépenses considérables nécessaires, il était plus difficile pour les sociétés canadiennes de travailler dans les régions pionnières; le système actuel a permis à un plus grand nombre de sociétés canadiennes d'avoir des activités dans ces régions. Mais je me demande vraiment s'il y aura beaucoup d'autres petites sociétés canadiennes comme celles qui travaillent dans ces régions. A titre d'association, nous ne donnons pas les noms des sociétés particulières, mais toutes ces petites sociétés sont des membres actifs de notre association. J'aimerais signaler que notre groupe de travail était formé de représentants de quatre des grandes sociétés canadiennes qui sont très actives dans les régions pionnières. Les sociétés ont participé à la formulation de cette politique et elles l'ont appuyée. C'est un facteur important. Ce n'est pas simplement une suggestion de sociétés étrangères ou de sociétés sous contrôle étranger. Cette politique a été formulée grâce à la collaboration de sociétés canadiennes. Nous parlons de sociétés canadiennes.

**Le sénateur Guay:** Monsieur Nielsen, vous estimez donc que votre proposition présenterait plus d'avantages pour les petites sociétés canadiennes que les subventions qu'elles reçoivent actuellement. Vous avez dit que ces sociétés fonctionnaient bien avant même qu'on ne leur offre ces subventions.

**M. Nielsen:** C'est exact.

**Le sénateur Guay:** Est-ce que les subventions leur ont nui?

**M. Nielsen:** Je ne dirais pas qu'elles leur ont nui. Je crois que l'atmosphère créée, dans l'ensemble, par le Programme énergétique national, a poussé certaines d'entre elles à prendre plus d'expansion qu'elles ne pouvaient se le permettre. Elles ont été victimes, également, de la récession et des taux d'intérêt élevés. Globalement, le PEN a plus nui aux sociétés canadiennes qu'aux sociétés étrangères.

**Le sénateur Guay:** Vous croyez qu'elles seront avantagées par ce que vous proposez?

**M. Nielsen:** C'est exact.

**M. Smyth:** Monsieur le président, j'aimerais faire une remarque. Je crois que dans le registre des sociétés pétrolières canadiennes, quelque 600 sociétés—il y en avait jadis 700—se décrivent comme des sociétés d'exploration; il y a en plus des milliers de sociétés—je n'exagère pas puisque je crois qu'il y en a environ 4 500—qui considèrent le secteur pétrolier comme leur principale source de revenu. Je songe à l'industrie du forage, aux sociétés de services et de construction, même aux petites entreprises comme les traiteurs, les sociétés de transport d'eau, les sociétés qui fournissent les pelles mécaniques et les petits entrepreneurs qui préparent les emplacements pour le forage. Pour en revenir aux 600 sociétés qui se qualifient de sociétés d'exploration, il y en a littéralement des centaines qui ne prévoient pas se livrer à l'exploration dans les régions pionnières. J'entends très souvent ces petites sociétés, qui veulent travailler dans l'ouest du Canada, demander pourquoi on leur fait payer la TRPG pour la dépenser ailleurs au pays, ce qui

[*Text*]

of the country, effectively takes away from them the capital which they would like to reinvest in order to enlarge the business in the one and only part of the country where they rally want to operate, which is in the western Canadian basin on dry land. I am not prepared to argue for or against that observation by many small Canadian companies, but I certainly hear it as commonplace in the industry.

**The Chairman:** Mr. Nielsen, you made the observation that the small Canadian companies were caught in the squeeze, that they became overextended; and then you said that the NEP damages them. How was the damage caused? Was it from being caught in the economic squeeze of low prices and oversupply, or was it the NEP?

**Mr. Nielsen:** Mr. Chairman, it was both. It was certainly both. I cannot say which did the more damage to them. They also looked at the price forecasts made in the National Energy Program, which showed the price of crude climbing rapidly in the future to astronomical levels. Had those kinds of price forecasts been maintained, certainly their cash flow would have been much better than it was. So they made a mistake there. But then, on the other hand, along came the high interest rates, and certainly we do not blame the National Energy Program for that. So they were caught with heavy debt and reduced cashflow and many of them were in difficulty.

**The Chairman:** In your first statement you said the NEP caused the problem. Now you are saying that it is the NEP and the economics of the country.

**Mr. Nielsen:** It is unfair to blame one more than the other.

**The Chairman:** But you blamed the NEP.

**Mr. Nielsen:** As you know, I am speaking extemporaneously.

**Senator Kirby:** Could Mr. de Bever tell us whether he has run any models, or has there been any attempt at a quantitive analysis which would separate out the impact of the NEP and the general decline of the economy on the industry? Depending on the set of assumptions used in the model, I think it could be done. Mr. Nielsen has said that it has not been done. Is it a difficult thing to do?

**Mr. Leo de Bever, Director, Chase Econometrics Canada:** It is fairly difficult, since we are talking about individual company decisions to expand. The crux of Mr. Nielsen's point is that the decision to expand was based on a certain set of assumptions which turned out to be wrong. Any time you make a wrong business decision it hurts you. I guess a fair statement to make is that many people got caught up in the euphoria that, in retrospect, was overblown. However, to separate the NEP from strict economic factors is impossible. I think it is fair to say, as Mr. Nielsen says, that the two are interwined and happen to intersect at absolutely the worst point one could imagine.

[*Traduction*]

les prive d'une partie du capital qu'elles voudraient réinvestir afin d'assurer l'expansion de leurs activités dans la seule région du pays où elles veulent vraiment travailler, soit le bassin continental dans l'Ouest canadien. Je ne suis pas disposé à débattre de l'à-propos de cette attitude de nombreuses petites sociétés canadiennes, mais je peux vous assurer qu'elle est monnaie courante.

**Le président:** Monsieur Nielsen, vous avez dit que les petites sociétés canadiennes avaient été victimes de la conjoncture et qu'elles se sont trop endettées. Vous avez ensuite dit que le PEN leur avait nui. Les problèmes ont-ils été causés par la situation économique caractérisée par des prix faibles et une offre excédentaire, ou par le PEN?

**M. Nielsen:** Monsieur le président, ces facteurs sont tous deux à l'origine du problème. Je ne peux pas vraiment dire lequel des deux leur a nui le plus. Les sociétés sont étudié les prévisions des prix contenues dans le Programme énergétique national, qui indiquaient que le prix du pétrole brut passerait rapidement à des niveaux astronomiques. Si ces prévisions s'étaient réalisées, leur marge brute d'autofinancement aurait certainement été bien meilleure qu'elle ne l'a été. Elles ont donc fait une erreur. Mais, d'un autre côté, les taux d'intérêt ont brusquement grimpé, et on ne peut certainement pas en imputer la faute au Programme énergétique national. Elles avaient donc d'importantes dettes, une marge d'autofinancement réduite et bon nombre d'entre elles se sont trouvées aux prises avec de graves problèmes financiers.

**Le président:** Vous avez dit, au tout début, que c'était le PEN qui avait causé le problème. Vous dites maintenant que les responsables sont le PEN et la conjoncture économique.

**M. Nielsen:** Il n'est pas juste de blâmer un facteur plus que l'autre.

**Le président:** Mais vous avez blâmé le PEN.

**M. Nielsen:** C'était simplement une façon de parler.

**Le sénateur Kirby:** M. de Bever pourrait-il nous dire s'il a établi des modèles ou s'il a tenté d'arriver à une analyse quantitative qui permettrait de distinguer les effets du PEN de ceux de la baisse générale de l'économie sur l'industrie? Selon les ensembles d'hypothèses utilisées dans le modèle, je crois qu'on pourrait y arriver. M. Nielsen dit que l'on ne l'a pas fait. Est-ce difficile?

**M. Leo de Bever, directeur, Chase Econometrics Canada:** C'est assez difficile puisque nous parlons des décisions de sociétés données de prendre de l'expansion. Le point crucial de la remarque de M. Nielsen est que la décision de prendre de l'expansion était fondée sur un certain ensemble d'hypothèses qui se sont révélées fausses. Chaque fois que vous prenez une mauvaise décision en affaires, cela vous nuit. Je suppose qu'il serait juste de dire que bon nombre de personnes se sont laissées entraîner par l'euphorie qui était, on peut le dire maintenant, un peu exagérée. Toutefois, il est impossible de séparer le PEN des facteurs strictement économiques. Je crois qu'il est juste de dire, comme l'a d'ailleurs précisé M. Nielsen, que les deux sont liés et se sont manifestés au même moment, ce qui était absolument la pire chose qui pouvait se passer.

[*Text*]

**Senator Bell:** Have the PIP grants encouraged a misallocation of rather precious resources as far as your industry is concerned?

**Mr. Carlyle:** I do not see that we can make that kind of statement. Clearly, the companies with 75 per cent or more Canadian content enjoy an 80 per cent PIP grant. In terms of the expenditures on frontier lands, there is still a significant after-tax cost to each company. I do not think that any company would go into one of these expensive wild-cat ventures in the frontier frivolously merely because they could get that kind of grant. Clearly, they have some time constraints in their exploration agreements. Most of them must meet certain commitments within a three year time frame. Obviously, they would drill their best prospects in that timeframe. In turn, that has created a hiatus in the activities so that there is a large expenditure right now. But from our vantage point, and from what I have seen, I cannot say that the grants have been improperly used.

**Senator Bell:** I understand that when the Canadian Petroleum Association appeared before the National Energy Board in February it warned that there would be a shortage of 260,000 barrels per day by 1985. Was that a misprint? Would it not be 1995?

**Mr. Nielsen:** That was 1995 and I have the press release before me. The supply and demand gap is forecasted to widen to 260,000 barrels per day by 1995. That number is not too different from numbers that the Geological Survey of Canada and Energy Mines and Resources have projected for that timeframe. It may differ in some degree but not in a major way. The reason is fairly obvious; namely, that our fields are all old fields. The fields in Western Canada, and our large fields, are declining and new production must be brought on to take their place. That is why we say we need to develop the frontiers, the oil stands and bring on both large and small projects. We need enhanced oil recovery projects and we need to continue conventional exploration to a maximum degree in order to beat this 260,000-barrel-per-day shortfall. Earlier we showed that we think we can do it by the early 1990s with a fiscal regime that is stimulative to the oil industry.

**The Chairman:** Mr. Nielsen, could we go to the subject of the industry's share of revenue. You advocate a larger share of revenue for the industry. The people of Canada through the Government of Alberta and the Government of Canada established a pricing taxation regime which they felt was fair and equitable to the consumer, industry and government. Was it the view of the industry that this Alberta-Canada agreement was fair and equitable? I am talking about the first agreement in 1981.

**Mr. Nielsen:** We were concerned that it would not provide sufficient cashflow for the industry. That our concerns were legitimate is supported by the fact that just one year later changes had to be made to both the royalty rates of the Province of Alberta and to the National Energy Program. These

[*Traduction*]

**Le sénateur Bell:** Les subventions accordées dans le cadre du PESP ont-elles encouragé une mauvaise répartition de ressources précieuses pour notre industrie?

**M. Carlyle:** Je ne crois pas qu'on pourrait dire cela. Il est clair que les sociétés qui ont 75 p. 100 ou plus d'intérêts canadiens ont une subvention de 80 p. 100 dans le cadre du PESP. Quant aux dépenses dans les régions pionnières, il reste toujours des coûts après impôt relativement élevés pour chaque société. Je ne crois pas qu'une société se livrerait à des forages de recherche coûteux dans des régions pionnières simplement parce qu'elle désire obtenir ce type de subventions. Il est évident que les sociétés ont certains délais à respecter dans le cadre de leurs ententes d'exploration. La plupart d'entre elles ont un délai de trois ans pour respecter certains engagements. Évidemment, elles vont assurer le forage des puits qui semblent les plus prometteurs pendant cette période. Cela a entraîné un arrêt des activités de sorte que les dépenses engagées maintenant sont très élevées. Toutefois, de notre point de vue, et d'après ce que j'ai pu voir, je ne pourrais pas dire que les subventions ont mal été employées.

**Le sénateur Bell:** J'ai cru comprendre que lorsque l'Association pétrolière du Canada a comparu devant l'Office national de l'énergie en février, elle a annoncé qu'il y aurait une pénurie de 260,000 barils de pétrole par jour d'ici 1985. Est-ce une erreur? Ne vouliez-vous pas plutôt dire 1995?

**M. Nielsen:** Nous parlions de 1995, j'ai le communiqué de presse devant moi. L'écart entre l'offre et la demande devrait passer à 260,000 barils par jour d'ici 1995. Ce chiffre n'est pas vraiment différent de ceux prévus par la Commission géologique du Canada et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour cette période. La différence n'est pas très grande. La raison en est assez évidente; nos gisements sont vieux, les gisements de l'Ouest du Canada et nos gisements importants s'épuisent. Il faut exploiter de nouveaux gisements pour les remplacer. C'est pourquoi nous disons qu'il faut mettre en valeur les gisements des régions pionnières, les sables bitumineux, et lancer de petits et grands projets. Nous avons besoin de projets de récupération assistée du pétrole et nous devons poursuivre l'exploration classique le plus possible afin d'éviter cette pénurie de 260,000 barils par jour. Un peu plus tôt, nous vous avons dit que nous pensions pouvoir y arriver d'ici le début des années 1990 si nous avions un régime fiscal qui encourage l'industrie pétrolière.

**Le président:** Monsieur Nielsen, j'aimerais qu'on discute maintenant de la part des recettes que touche l'industrie. Vous voulez que l'industrie en reçoive une plus grande part. Les Canadiens, par l'entremise des gouvernements de l'Alberta et du Canada, ont établi un régime de prix et d'imposition qui semblait juste et équitable pour le consommateur, pour l'industrie et pour le gouvernement. L'industrie jugeait-elle cette entente entre les deux gouvernements juste et équitable? Je parle de la première entente de 1981.

**M. Nielsen:** Nous craignions qu'elle n'assure pas une marge d'autofinancement suffisante pour l'industrie. Nos préoccupations étaient bien légitimes puisque, à peine un an plus tard, on a modifié les taux de redevance de l'Alberta et le Programme énergétique national. Ces modifications s'imposaient afin

[*Text*]

changes were necessary in order to keep the industry viable at that point in time. The changes were not enough but they were of major help to us. We would have been much worse off today had those changes not been made. As I said, they were made within one year of the agreement between the federal government and the producing provinces.

**The Chairman:** So you are saying that the amending agreement was fair and equitable to the producers?

**Mr. Nielsen:** No, I did not say that. It put us half-way back on our feet. One year after the agreement the Alberta Government unilaterally reduced its royalties and the National Energy Program was changed. For example, the PGRT was reduced by one per cent. It was not much, but it helped. There were a number of other changes. The IORT was put in suspense and is still there. Some of these changes helped us out but the agreement itself did not leave us with an adequate cashflow.

**The Chairman:** Since the first amending agreement there have been subsequent amendments and changes. Is it fair and equitable as it is today?

**Mr. Nielsen:** The changes which followed the one I have referred to have been very small. They have not had an appreciable impact on our cashflow. I guess what we are saying today is that, given the improvements we have suggested, we can get back to an industry which will be in a condition of health. It might not be in as good health as it was in 1979, but it certainly would be better than it is today, if we were able to do the positive things which we have shown here today.

**Mr. Smyth:** Perhaps one is at some pains to define "fair and equitable." I am not sure how one would calculate it precisely, but if you look at rigutilization or the number of persons laid off in our industry or the number of things that could be done but are not being done, our measure is that the industry is working at about 70 per cent of capacity. If you were sitting on our side of the fence, I guess you would say that the industry's view is that it should be working at capacity, wich would be fair and equitable.

One of the cases we have tried to make today is that, if we do get the other 30 per cent, we will not only be generating benefits for the industry, which we judge to be fair and equitable, but we will be generating huge benefits to the economy as a whole. Therefore, the question is: Do you judge a fair and equitable framework for the industry to operate in to be one in which the industry is making the maximum contribution it can to the Canadian economy? I ask this question having regard to the fact that the whole economy is operating under capacity and that the Chase study has indicated our industry, perhaps more than any other, could fill the gap more rapidly. Thus, fairness and equity for the industry and the benefits it could generate for the industry have something to do with that. At the present time we are not doing what we could be doing. We just do not have the resources.

[*Traduction*]

d'assurer la viabilité de l'industrie à l'époque. Même si elles ne suffisaient pas, elles nous ont grandement aidés. Nous serions dans une situation beaucoup plus grave aujourd'hui si ces mesures n'avaient pas été prises. Comme je l'ai dit, on a apporté ces modifications autour de l'année suivant l'entente entre le gouvernement fédéral et les provinces productrices.

**Le président:** Vous dites donc que la nouvelle entente était juste et équitable pour les producteurs?

**M. Nielsen:** Ce n'est pas ce que j'ai dit. Elle nous a permis de nous relever à moitié. Un an après l'entente, le gouvernement de l'Alberta a unilatéralement réduit ses redevances et le Programme énergétique national a été modifié. Par exemple, la TRPG a baissé d'un pour cent. Ce n'était pas beaucoup, mais cela nous a aidés. Il y a eu un certain nombre d'autres modifications. La TRPS a été interrompue et n'a pas encore été rétablie. Certaines de ces modifications nous ont aidés, mais l'entente en soi ne nous a pas permis d'avoir une marge d'autofinancement suffisante.

**Le président:** D'autres changements ont suivi les modifications initiales. Est-ce que la situation est juste et équitable aujourd'hui?

**M. Nielsen:** Les modifications qui ont suivi celles dont je viens de parler ont été légères et n'ont pas eu d'effets sensibles sur notre marge d'autofinancement. Bref, nous disons aujourd'hui que grâce aux améliorations que nous avons suggérées, nous pourrions avoir à nouveau une industrie saine. Elle ne serait peut-être pas aussi forte qu'en 1979, mais elle serait certainement en meilleure posture qu'elle ne l'est aujourd'hui si nous pouvions prendre les mesures positives que nous avons proposées aujourd'hui.

**M. Smyth:** Il faut s'entendre sur ce que l'on veut dire par «juste et équitable». Je ne sais pas comment on pourrait y arriver, mais si vous étudiez l'utilisation des plates-formes de forage, ou le nombre de personnes mises à pied dans notre industrie ou le nombre de projets qu'on pourrait lancer mais qu'on n'entreprend pas, on peut déduire que l'industrie fonctionne à environ 70 p. 100 de sa capacité. Si vous étiez à notre place, je crois que vous diriez que l'industrie estime qu'elle devrait fonctionner à pleine capacité, ce qui serait juste et équitable.

Nous avons essayé de démontrer aujourd'hui que si le secteur fonctionnait à 100 p. 100, l'industrie en tirerait des avantages justes et équitables, et d'énormes bénéfices pour l'ensemble de l'économie en découleraient. La question à poser est la suivante: estimez-vous qu'un cadre juste et équitable pour l'industrie serait celui qui permettrait à cette dernière d'apporter une contribution maximale à l'économie canadienne? N'oublions pas que l'ensemble de l'économie ne fonctionne pas à pleine capacité et que l'auteur du rapport Chase a indiqué que notre industrie, peut-être plus que n'importe quelle autre, pourrait permettre de rétablir la situation plus rapidement. Ainsi, la justesse et l'équité pour l'industrie et les avantages qui pourraient en découler pour l'industrie sont des facteurs connexes. Actuellement, nous ne faisons pas tout ce que nous pourrions faire. Nous n'avons tout simplement pas les ressources nécessaires.

[*Text*]

**The Chairman:** You will have to wait for the report of the committee for my answer. However, I am trying to establish what is fair and equitable. As you say, sir, it depends upon the seller and the buyer. I suppose nothing will ever be fair and equitable. You are asking for increased revenue, and yet we have had evidence that your revenue has substantially increased over the past three years. If memory serves me correctly, I believe it went from 41 per cent to 56 per cent. What do you want? What do you think is fair and equitable? Is this increase not enough? I gather it is not. Under the NEP your industry share has gone from 41 per cent to 56 per cent. The government share has decreased from 58 per cent to 44 per cent. That is a substantial increase over three years. I am wondering what is enough. I suppose it is the same as what Senator Guay said with respect to profit—how much is enough?

**Mr. Stikeman:** Mr. Chairman, perhaps I could address the question in a slightly different fashion. I indicated earlier that with respect to what we call the upstream sector of the industry our numbers and our reference case suggest that our current share is something in the order of 46 per cent. We do not consider that to be enough. We also consider the pie to be too small. To follow up on Mr. Smyth's comments, we are proposing a slightly larger share of a larger pie from which the benefits could be more evenly distributed to all parts of Canada.

I might add that, if we go beyond the immediate upstream portion of the industry and include some of the so-called downstream taxes levied by the federal government, our share, as forecasted in the so-called reference case, will be only 41 per cent, since the governments pick up those additional downstream taxes. As a benchmark, we propose that that share go from 41 per cent to 50 per cent. However, since the pie would be so much larger, the allocated revenues to everybody would increase substantially. That is the type of magnitude we are pointing to.

**The Chairman:** How do you account for the discrepancy? You have just mentioned a figure of 41 per cent, while the evidence we heard at our last meeting was 56 per cent. How do you account for one witness telling us 56 per cent and you telling us 41 per cent? I am not arguing the point, I am just asking why we always have these different sets of figures.

**Mr. Stikeman:** I certainly cannot answer that, sir, in a vacuum, not having seen the previous witnesses' testimony or data. However, I would like to point out that, as you have indicated, there are many different ways of presenting these figures. We are going with what we consider to be the industry's actuals, and perhaps at a later point it would be more useful to come back with an attempt at a reconciliation to see whether or not there are some differences. I am sorry I cannot give you anything better than that.

**The Chairman:** Before I leave this tax sharing area, Mr. Smyth, you indicated there had been no consultation. My

[*Traduction*]

**Le président:** Vous ne recevrez une réponse que lorsque le rapport du Comité sera publié. J'essaie simplement de déterminer ce qui est juste et équitable. Comme vous le dites, monsieur, cela dépend de votre position. Je suppose qu'il n'y aura jamais rien de vraiment juste et équitable. Vous demandez des revenus accrus alors que tout indique qu'ils ont augmenté de façon considérable au cours des trois dernières années. Si je ne m'abuse, vos recettes sont passées de 41 à 56 p. 100. Que voulez-vous? Qu'est-ce qui, d'après vous, serait juste et équitable? Cette augmentation ne vous suffit-elle pas? Je vois que non. La part de votre industrie, avec le PEN, est passée de 41 à 56 p. 100 tandis que celle du gouvernement est tombée de 58 à 44 p. 100. Il s'agit d'une augmentation substantielle en trois ans. Je me demande ce que vous jugez être des recettes suffisantes. Je suppose que cela correspond à ce qu'a dit le sénateur Guay concernant les profits—qu'est-ce qui serait considéré comme suffisant?

**M. Stikeman:** Monsieur le président, je pourrais peut-être traiter cette question d'une façon légèrement différente. J'ai indiqué plus tôt, en ce qui concerne le secteur amont de l'industrie pétrolière, que nos chiffres et notre régime actuel démontrent que notre part actuelle est de l'ordre de 46 p. 100, ce qui, d'après nous, est insuffisant. Nous sommes également d'avis que notre part du gâteau est insuffisante. Pour donner suite aux commentaires de M. Smyth, nous proposons une part légèrement plus grande du gâteau dont les profits pourraient être distribués de façon plus équitable à toutes les régions du Canada.

Je voudrais ajouter que si nous allons au-delà du secteur amont de l'industrie et que nous incluons certaines des taxes en aval perçues par le gouvernement fédéral, notre part, telle que prévue par le régime actuel, ne sera que de 41 p. 100, puisque le gouvernement récupérera ces taxes supplémentaires. Comme point de repère, nous proposons que cette part passe de 41 à 50 p. 100. Toutefois, puisque le gâteau serait plus grand, les recettes allouées à tous les intéressés augmenteraient de façon substantielle. Voilà l'ordre de grandeur que nous visons.

**Le président:** Comment expliquez-vous cet écart? Vous parlez d'une part de 41 p. 100, alors que les témoins que nous avons entendus lors de notre dernière audience parlaient d'une part de 56 p. 100. Comment expliquez-vous le fait qu'un témoin puisse nous donner un chiffre de 56 p. 100 alors que vous parlez de 41 p. 100? Je ne cherche pas à commencer une discussion sur ce point-là, je veux tout simplement savoir pourquoi les chiffres qu'on nous donne sont toujours différents.

**M. Stikeman:** Je ne peux pas répondre à cette question, sénateur, sans avoir vu la déclaration ou les chiffres du témoin. Toutefois, je voudrais vous signaler que, comme vous l'avez indiqué, il existe bien des façons différentes de présenter ces chiffres. Nous nous fondons sur ce que nous considérons comme les profits réels de l'industrie et il serait peut-être utile de revenir ultérieurement en arrière et d'essayer de concilier les chiffres pour voir s'il y a ou non des différences. Je regrette de ne pouvoir mieux vous répondre.

**Le président:** Tant que nous en sommes à la question de la répartition des taxes, monsieur Smyth, vous avez indiqué qu'il

[*Text*]

question is: Was there any mechanism in place for consultation or were you consulted as an industry with respect to the taxing agreements?

**Mr. Smyth:** As an association, Mr. Chairman, I can assure you that we were not consulted in any form.

**The Chairman:** I am speaking about these latter changes. Was any mechanism put in place with respect to consultation?

**Mr. Smyth:** Pardon me, Mr. Chairman; I thought you were talking about the September 1 agreement.

**The Chairman:** Start with the first one.

**Mr. Smyth:** Prior to the NEP, no, there was no consultation. Prior to the September 1, 1981 agreement there was no consultation in place. Since then—and, frankly, it is a very welcome sign, one for which the industry has frequently congratulated governments of all shapes, colours and descriptions—there has been a steady increase in consultation. This is something we welcome; we are keen to participate in this process. Indeed, we have had the opportunity to discuss a number of changes with governments. The extent to which these governments have taken our advice, of course, varies tremendously. However, in the last two years there has been a significant increase in the consultative process.

**The Chairman:** Do you commend the Senate?

**Mr. Smyth:** Indeed, we do.

**Senator Guay:** I believe it was Mr. Smyth who mentioned a geological survey and I believe he made reference to a report. My question is: What are the reasons for the difference of opinion with respect to the oil potential of Canada's frontier regions? I was left with the impression that the report was favourable in this respect. I believe there is some difference of opinion with respect to this subject.

**Mr. Smyth:** Perhaps I could paraphrase two or three sentences from the conclusions of the report which appear at page three. This is a report which was published in January, 1984, which is certainly the most current study of the oil and natural gas resources industry.

**Senator Guay:** Do you agree with it?

**Mr. Smyth:** Yes, sir. I would like to paraphrase a few sentences from the report now.

The potential for a future discovery is greater in the frontier regions than in western Canada. This is due to the degree of exploration maturity of the western Canada sedimentary basin. Lead times from discovery to commercial development are long in frontier regions; it is unlikely that large volume frontier production will be available to Canadian markets until the 1990s. Therefore, for the balance of this decade, domestic oil supply will have to depend primarily upon western Canadian reserves. Infrastructure already in place in this area ensures that newly found conventional reserves can be quickly placed on production; however, more intensive exploration efforts will be needed to accelerate discovery. Enhanced recovery of existing light and medium crude oil reserves and of

[*Traduction*]

n'y avait eu aucune consultation. Ma question est la suivante: existait-il un mécanisme de consultation ou vous a-t-on consulté, en tant qu'industrie, sur les accords fiscaux?

**M. Smyth:** Monsieur le président, je puis vous assurer qu'en tant qu'association nous n'avons pas été consultés, sous quelque forme que ce soit.

**Le président:** Je fais allusion aux derniers changements. Y avait-il un mécanisme de consultation?

**M. Smyth:** Excusez-moi, monsieur le président, je croyais que vous faisiez allusion à l'entente du 1er septembre.

**Le président:** Commencez par la première.

**M. Smyth:** Avant l'introduction du PEN, non, il n'y avait aucune consultation. Avant l'entente du 1er septembre 1981, aucune consultation n'a eu lieu. Depuis, et je dois dire en toute honnêteté que c'est un signe très encourageant, pour lequel l'industrie a souvent félicité tous les gouvernements, quels qu'ils soient, il y a eu de plus en plus de consultations. Nous sommes enchantés de la tournure des événements et nous tenons à participer à ce processus. En effet, nous avons eu l'occasion de discuter d'un certain nombre de changements avec les gouvernements. Toutefois, la mesure dans laquelle ces gouvernements ont suivi nos conseils varie, évidemment, de façon considérable. Toutefois, au cours des deux dernières années, il y a eu de nombreux progrès au chapitre des consultations.

**Le président:** En félicitez-vous le Sénat?

**M. Smyth:** Certes oui.

**Le sénateur Guay:** Je crois que c'est M. Smyth qui a parlé d'un levé géologique et d'un rapport. Ma question est la suivante: pourquoi cette divergence d'opinions sur les ressources pétrolières des régions pionnières du Canada? J'ai l'impression que le rapport était très encourageant à cet égard mais qu'il y a certaines divergences d'opinions.

**M. Smyth:** Je pourrais peut-être paraphraser deux ou trois passages des conclusions du rapport qui paraissent à la page 3. Ce rapport a été publié en janvier 1984 et constitue certainement la plus récente étude qui ait été effectuée sur l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

**Le sénateur Guay:** En acceptez-vous les conclusions?

**M. Smyth:** Oui, sénateur. Je voudrais simplement paraphraser quelques passages du rapport.

Les perspectives de découverte sont plus grandes dans les régions pionnières que dans l'Ouest, en raison de l'étendue des travaux d'exploration qui ont été effectués dans le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Les délais qui s'écoulent entre le moment où l'on fait la découverte et le moment où commence le développement commercial sont plus longs dans les régions pionnières; il est peu probable que de forts volumes provenant des régions pionnières soient vendus sur le marché canadien avant les années 90. En conséquence, il faudra, pour le reste de cette décennie, surtout compter sur les réserves de l'Ouest. L'infrastructure déjà en place dans cette région permettra d'exploiter rapidement les nouvelles réserves classiques; toutefois, il faudra redoubler les efforts d'exploration pour

[*Text*]

heavy crude oil reserves, as well, can make a substantial contribution to the supply over this period.

I think that addresses the point we have consistently made over the years. We are running out of light and medium conventional crude oil in the western Canadian basin. Our established reserves are on an irreversible decline. Therefore, between now and the early 1990s we face a progressively increasing shortage of supply of the oil which has run this country for 30 or 40 years. In the long term we have the prospect of production in the frontiers and, therefore, we must pursue that. However, as an association, we believe we should not pursue it at the expense of development of the conventional reserves in western Canada, where there is much oil to be found. This is oil which, because of the infrastructure, should be brought onstream relatively rapidly. This is a point which the geological survey makes. This serves to underline our contention that we should be addressing all of the possibilities and not placing a lot of eggs in one basket or another over the next five or six years. Certainly, we were in print on a national basis as early as 1978 arguing that the oil problem was of sufficient dimension that we should be trying to do as much as possible everywhere as opposed to focussing here or there. I think that is one of the major points we have tried to make today.

**Senator Bell:** Mr. Chairman, I would like to have an appreciation from this association with respect to something I find very alarming as a legislator and something I believe the people of Canada must also be alarmed about. How does your industry feel about taxation being levied without representation before it has had Parliamentary approval? Your industry has had this happen several times within the last few years, once with PGRT and once with the Natural Gas Liquids Tax. Both of these taxes were levied before they had parliamentary approval. At one time, wars were fought on the basis of that sort of thing. The people of this country do not seem to be particularly alarmed. They pay their taxes, even though there has been no Royal Assent for them. Your industry is the industry that is being taxed in this instance. Does your industry take a stand on these matters?

**Mr. Nielsen:** We would, of course, prefer that the legislation was passed before we were taxed. We might prefer that we were not taxed at all, senator. However, we know the facts of life. When a budget is brought down which brings in certain new taxes, they usually apply immediately, or the first of the month or the first of the week following the budget, and the legislation may not be passed for many months afterwards.

**Senator Lucier:** The same thing applies to benefits that are brought in by a budget.

**Mr. Nielsen:** Yes, in the same way as are benefits. It is the legislative system that we live and operate under, and we have no suggetions as to how it should be changed. Perhaps many things would have to be changed, if that were to be changed.

[*Traduction*]

accélérer les découvertes. La récupération améliorée des réserves actuelles de pétrole brut léger et moyen et des réserves de pétrole brut lourd servira notablement à assurer les approvisionnements au cours de cette période.

Cela, d'après moi, illustre ce que nous essayons de prouver depuis des années. Nos réserves de pétrole brut classique léger et moyen dans le bassin de l'ouest du Canada diminuent. Nos réserves établies diminuent de façon irréversible. En conséquence, nous faisons face, jusqu'au début des années 90, à une pénurie sans cesse croissante du pétrole qui nous a permis de fonctionner pendant 30 ou 40 ans. Il existe des possibilités de production, à long terme, dans les régions pionnières; c'est pourquoi nous devons exploiter ces ressources, mais non pas, à notre avis, aux dépens des réserves classiques de l'Ouest où il reste encore beaucoup de pétrole à découvrir. Ce pétrole devrait être exploité assez rapidement grâce à l'infrastructure existante, et c'est ce que révèle le levé géologique. Cela confirme ce que nous avons dit, à savoir que nous devons étudier toutes les possibilités et non pas mettre tous nos œufs dans le même panier au cours des cinq ou six prochaines années. Déjà en 1978, nous avions déclaré que le problème pétrolier était suffisamment grave pour essayer de faire tout notre possible dans tous les secteurs au lieu de nous concentrer sur un secteur précis. C'est un des principaux arguments que nous avons essayé de vous convaincre aujourd'hui.

**Le sénateur Bell:** Monsieur le président, je voudrais connaître l'opinion de cette association concernant un fait que je trouve très alarmant en tant que législateur et qui, d'après moi, doit également inquiéter la population du Canada. Que pense votre industrie des taxes qui sont prélevées, sans représentation aucune, avant d'avoir obtenu l'accord du Parlement? Votre industrie s'est trouvée dans cette même situation plusieurs fois au cours des dernières années, une fois avec la taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières et une fois avec la taxe sur le gaz naturel et les liquides du gaz. Ces deux taxes ont été prélevées avant même que le Parlement ne donne son accord. Fut un temps, ce genre de choses déclenchait des guerres. Nos concitoyens ne semblent pas particulièrement inquiets. Ils payent leurs impôts, même sans aucune sanction royale. C'est votre industrie qui est taxée dans ce cas-ci. Quelle est votre position à cet égard?

**M. Nielsen:** Évidemment, nous préférerions que la loi soit adoptée avant d'être taxés. En fait, nous préférerions ne pas être taxés du tout. Mais nous savons comment cela se passe. C'est-à-dire qu'un nouveau budget entraîne avec lui de nouvelles taxes. Celles-ci sont habituellement appliquées immédiatement, ou le premier jour du mois ou de la semaine qui suit la présentation du budget, alors que la loi peut n'être adoptée que plusieurs mois plus tard.

**Le sénateur Lucier:** C'est la même chose pour les avantages qu'apporte un budget.

**M. Nielsen:** Oui, tout comme le sont les avantages. C'est le système législatif auquel nous sommes assujettis et nous n'avons rien à proposer quant aux changements qu'on pourrait y apporter. Il faudrait peut-être changer bon nombre de choses avant de le modifier.

[*Text*]

**Senator Bell:** However it leaves a legislature, whether provincial or federal, in a position where it might as well not be there at all. A legislature is there to say whether they will approve of these taxes, amend these taxes or not pass them at all. Any legislature has those three options but, as long as an industry goes along with the government before these three options are gone through, then it leaves either the federal Parliament or a provincial legislative assembly quite helpless.

**Mr. Nielsen:** We accept what you say, senator, but we do not know what we can do about it.

**Senator Bell:** You can yell; you can refuse to do it.

**The Chairman:** Before we leave PIPs, I think you said something, Mr. Stikeman, about inefficient use. Mr. Carlyle, you mentioned something about the danger of abuse. Does your association have any evidence of abuse or the danger of misuse of PIPs?

**Mr. Carlyle:** Mr. Chairman, in that instance I was referring to the previous generous frontier allowances as having some potential for abuse. I do not see that the PIP arrangement has that same potential. It is very cumbersome and, as I mentioned earlier, there is a feeling of instability in the industry that we need a stable régime over a long period of time to make some of these megaprojects viable, and the magaprojects are in the frontiers as well as in Alberta with the tarsands. Even the mini-megaprojects need some long-term stability and we do not have that perception of the PIP régime.

**Senator Molgat:** I have a supplementary question, Mr. Chairman. You do say, under the advantage of the incentive approach, that it encourages the careful use of funds. By reverse application, I presume that you find that there are some careless uses of funds under PIP, or perhaps that they might be used in a more efficient way.

**Mr. Carlyle:** Senator, pehaps it does provide the opportunity for some companies to make investments which they otherwise would not have the capability to do, and that is a judgment factor. We in our business are in a risk business, and the extent that we can risk depends upon our financial ability to handle the risk and, to this extent, the maximum PIPs give Canadian companies with the maximum benefits the chance of taking bigger risks than they otherwise would take. However, that is the name of our business and we could argue that perhaps the timeframe for doing these things is too short. It would have been more useful to the country and to the industry, if we had had longer-term exploration agreements. None of the companies, as far as I know, have gone to the maximum term allowed under the Act.

**Mr. Nielsen:** In addition to that, senator, if you consider the Beaufort Sea with a drilling season of just a very few months and the requirement that many of us have of locating and drilling very expensive wild-cats on that acreage under the commitment that we are bound to, it does provide some danger there

[*Traduction*]

**Le sénateur Bell:** Toutefois, à cause de cela, l'assemblée législative, qu'elle soit provinciale ou fédérale, pourrait tout aussi bien ne pas exister du tout. L'assemblée législative est là pour approuver ces taxes, les modifier ou tout simplement les rejeter. Ces trois options s'offrent à n'importe quelle assemblée législative; toutefois, tant que l'industrie collaborera avec le gouvernement avant même que ces trois options ne soient appliquées, le Parlement fédéral ou l'assemblée législative provinciale sont totalement impuissants.

**M. Nielsen:** Nous acceptons votre argument, sénateur, mais nous ne pouvons rien faire à ce sujet-là.

**Le sénateur Bell:** Vous pouvez hurler; vous pouvez refuser.

**Le président:** Avanat de laisser tomber la question du PEP, je crois, monsieur Stikeman, que vous avez parlé d'utilisation inefficace. Monsieur Carlyle, vous avez parlé du danger d'abus. Votre association a-t-elle des preuves d'abus commison pouvant être commis à l'égard du PEP?

**M. Carlyle:** Monsieur le président, je faisais allusion aux généreuses subventions qui avaient été accordées pour l'exploitation des ressources des régions pionnières et qui risquent de faire l'objet d'abus. Je ne crois pas que cela puisse se produire dans le cas du PEP. Le programme est trop rigide, comme je l'ai dit plus tôt, et il existe un sentiment d'insécurité au sein de l'industrie, qui a besoin d'un régime stable à long terme pour que certains de ces méga-projets deviennent viables. Ces projets se trouvent dans les régions pionnières ainsi qu'en Alberta, avec ses sables bitumineux. Même les méga-projets moins importants ont besoin d'une certaine stabilité à long terme, ce que nous ne procure pas, d'après nous, le PEP.

**Le sénateur Molgat:** J'ai une question supplémentaire, monsieur le président. Vous nous dites que ce programme encourage l'utilisation prudente des fonds. Mais vous trouvez que les fonds accordés par le PEP sont mal employés ou qu'ils pourraient être utilisés de façon plus efficace.

**M. Carlyle:** Sénateur, ce programme permet peut-être à certaines sociétés de faire des investissements qu'elles ne pourraient faire autrement; c'est une question de jugement. Nous travaillons dans un domaine qui présente de grands risques et nous ne pouvons prendre de tels risques que si notre situation financière nous permet d'y faire face. À cet égard, les encouragements maximums offerts par le PEP permettent aux sociétés canadiennes de tirer le maximum et de prendre des risques plus grands qu'elles ne le feraient sans lui. Toutefois, telle est la nature de notre travail et nous pourrions peut-être soutenir que les délais accordés sont trop courts. Il aurait été beaucoup plus profitable au pays et à l'industrie d'avoir des projets d'exploration à plus long terme. Aucune des sociétés, à ma connaissance, n'a profité des délais maximums accordés par la Loi.

**M. Nielsen:** En outre, sénateur, si vous prenez le cas de la mer de Beaufort, dont la saison de forage ne dure que quelques mois, et le fait que bon nombre d'entre nous devons entreprendre des sondages d'exploitation très coûteux dans cette région parce que nous sommes tenus de le faire, nous courons le ris-

[*Text*]

that we may have to do something faster than we really would under normal circumstances.

**The Chairman:** The permits are renewable, are they not?

**Mr. Nielsen:** We do not know, senator, whether they are renewable or not.

**The Chairman:** Does the permit not contain a renewable clause?

**Mr. Nielsen:** Not to our knowledge.

**Senator Molgat:** Your answer to my question is that there may have been or that there is a danger of misuse of funds. Do you believe that it has happened?

**Mr. Nielsen:** It could have happened, but here again you are talking about the business of an individual company and, as an association, we do not inquire into the business of our individual companies.

**The Chairman:** Perhaps Mr. Smyth might respond to this question. It deals with the statement made on page 5:

> This industry historically responds promptly and aggressively to improved economic conditions.

I wonder if you could relate that to what is happening in Saskatchewan?

**Mr. Smyth:** Mr. Chairman, late in 1982, for implementation in 1983, a series of adjustments to the taxation and royalty framework within the Province of Saskatchewan were introduced by the government there. These were royalty holidays, in large part. As a consequence of that, in 1983 the industry established a new record for drilling activity in Saskatchewan and new records for land sales; industry activity increased by some 250 per cent. It went from 500 well completions to something in the order of—I am sorry, I do not have my notes here with me, but I certainly recollect that the increase in activity was 250 per cent. That is probably the most compelling testimony or evidence one could produce to indicate just how quickly the industry did move as soon as the economics changed.

However, let me give you three other examples a little closer to home in Alberta, where, as a result of modifications to the royalty and taxation system governing Syncrude, a $1.2 billion expansion of the Syncrude plant was undertaken. Shortly thereafter, the BP-Petro-Canada project at Wolf Lake—which was a $300 million project—was introduced. Shortly after that, the Esso project at Cold Lake was given the go-ahead. In each and every case, these activities occurred as a result of a change in the economics, which had the effect of deferring taxes and/or royalties on those projects. It made them viable in economic terms where previously they had not been. Another example was the announcement earlier in 1984 of yet another heavy oil, *in situ* project, by Amoco Canada I think. All of those projects represented a very rapid response by the industry to a change in the system which made the project economically viable.

Another way of putting it to you, sir, would be to say that the industry has a list of projects as long as your arm of things that it could do, if they were economically viable, and, as

[*Traduction*]

que d'être obligés d'aller plus vite que nous ne le ferions en temps normal.

**Le président:** Les permis sont renouvelables, n'est-ce pas?

**M. Nielsen:** Je l'ignore, sénateur.

**Le président:** Les permis ne contiennent-ils pas une clause de renouvellement?

**M. Nielsen:** Pas à notre connaissance.

**Le sénateur Molgat:** Votre réponse est qu'il y a peut-être eu ou qu'il risque d'y avoir mauvaise utilisation des fonds. Croyez-vous que cela s'est produit?

**M. Nielsen:** C'est possible mais, encore une fois, vous faites allusion aux opérations d'une seule entreprise et, en tant qu'association, nous ne nous mêlons pas des affaires de nos affiliés.

**Le président:** M. Smyth pourrait peut-être répondre à cette question. Elle porte sur la déclaration de la page 5:

> Cette industrie réagit toujours avec rapidité et dynamisme à de meilleures conditions économiques.

Pourriez-vous m'expliquer cela à la lumière de ce qui se passe en Saskatchewan?

**M. Smyth:** Monsieur le président, le gouvernement de la Saskatchewan a introduit, fin 1982, une série de modifications ayant trait au régime fiscal et au régime de redevances devant entrer en vigueur en 1983. En gros, les sociétés n'étaient plus obligées de payer de redevances. En conséquence, l'industrie a établi en 1983 un nouveau record de forages en Saskatchewan, et de ventes de terres. L'activité industrielle a augmenté d'environ 250 p. 100. Le nombre de puits terminés est passé de 500 à—je regrette, je n'ai pas mes notes avec moi mais je sais que les activités pétrolières ont augmenté de 250 p. 100. C'est probablement l'argument le plus convaincant qu'on puisse produire pour montrer à quelle vitesse les activités de l'industrie ont repris une fois la situation économique changée.

Toutefois, laissez-moi vous donner trois autres exemples qui se rapprochent un peu plus de l'Alberta. A la suite de modifications apportées au régime fiscal et au régime de redevances régissant Syncrude, un projet de 1,2 milliard de dollars pour agrandir l'usine Syncrude a été entrepris. Peu de temps après, le projet BP-Petro-Canada évalué à 300 millions de dollars a été lancé à Wolf Lake. Ensuite, le projet Esso à Cold Lake a reçu le feu vert. Dans chacun de ces cas, la reprise a été provoqué par les modifications apportées sur le plan économique, qui avaient pour effet de différer le versement des impôts ou des redevances sur ces projets. Ces derniers sont devenus rentables alors qu'auparavant ils ne l'étaient pas. Citons également à titre d'exemple le lancement, au début de 1984, d'un autre projet d'exploitation de pétrole lourd entrepris sur place, par Amoco Canada, si je ne m'abuse. Tous ces projets démontrent que l'industrie a réagi rapidement aux changements apportés au système, qui rendaient les projets économiquement viables.

Autrement dit, sénateur, l'industrie a une liste longue comme le bras de projets qu'elle pourrait entreprendre si ces

[*Text*]

quickly as the economics change so that those projects do become viable, they are under way.

However, to come back again to your original question, the Saskatchewan experience is certainly a very compelling example of how quickly the industry can respond, and that increase of 250 per cent in well completions is an activity that most of us regard as a major bellwether or index. There has been a tremendous increase in that area. What is perhaps equally interesting is that the so-called concessions which were made in order to induce that activity have been more than repaid by the increase in land sales that were generated as a result of the increased activity in the province as a whole.

Over the long-term, what that means is that new production comes onstream which, of course, becomes a revenue base for the future for the Province of Saskatchewan.

**The Chairman:** You could have used as an example the recommendations of this committee on enhanced oil recovery in 1981, all of which found their way into some form of legislation, which certainly resulted in activity in that area. That brings me to my next question.

What is the view of the Canadian Petroleum Association with respect to the changes taking place in the various sectors? There is one regime in place for the EOR and one for the bituminous sands area. I can foresee taxation and pricing agreements for sectors and areas. Because of the unique problems related to each area, there are different regimes in place for each area. What is your reaction to different regimes for different regions of Canada, bearing in mind the unique problems that will present themselves with respect to the Arctic, the Beaufort Sea and the East Coast?

**Mr. Smyth:** I shall defer that question to those who will spend the money, particularly Mr. Nielsen or Mr. Carlyle.

**Mr. Carlyle:** Mr. Chairman, clearly the concepts that have been established in the tar sands areas of payouts prior to collecting royalties and taxes have to be seen for the megaprojects in the frontiers. There will be billions of dollars invested in that system, and clearly the industry will have to see a payout before it makes that kind of commitment.

Whether it be a new regime that envisages this kind of treatment for al projects or whether it is done on a piecemeal basis, I should like to see a regime that the industry has confidence in and can proceed in all areas. Indeed, we must have an all-fronts approach, if we are going to be self-sufficient. We cannot exclude one area in favour of another, because, as the graphs have shown you, this is an all-fronts approach.

In answer to your question, definitely a stable, fiscal regime over the life of a project is almost essential.

**The Chairman:** But can you see a different regime for the Beaufort Sea, a different regime for the Arctic and a different

[*Traduction*]

derniers étaient économiquement viables; une fois les changements économiques nécessaires apportés, ils sont lancés.

Toutefois, pour revenir à votre première question, le cas de la Saskatchewan illustre très bien comment l'industrie peut s'adapter très vite aux changements en augmentant de 250 p. 100 ses activités au chapitre des puits terminés, ce qui constitue, pour la plupart d'entre nous, un point de repère déterminant. Il y a eu un regain d'activité considérable dans ce domaine. Il est peut-être tout aussi intéressant de noter que les concessions qui ont été faites pour encourager cette activité ont été plus que compensées par l'augmentation du nombre de terres vendues, attribuable à la reprise enregistrée dans l'ensemble de la province.

A long terme, cela veut dire que l'on entreprendra de nouveaux projets qui entreront en production et qui permettront évidemment à la province de la Saskatchewan de se doter d'une source de revenus pour l'avenir.

**Le président:** Vous auriez pu utiliser comme exemple les recommandations qu'a faites ce Comité, en 1981, sur les techniques améliorées de récupération du pétrole, recommandations qui ont toutes été adoptées sous forme de loi, et qui ont certainement encouragé l'activité dans ce domaine. Ce qui m'amène à poser la question suivante.

Comment l'Association pétrolière du Canada considère-t-elle les changements qui se produisent dans les divers secteurs? On a un régime pour les EOR et un autre pour les sables bitumineux. Je prévois des ententes en matière de taxes et de prix pour ces secteurs et ces régions. En raison des problèmes propres à chaque région, différents régimes ont été adoptés. Que pensez-vous des différents régimes qui ont été adoptés pour les différentes régions du Canada, compte tenu des problèmes particuliers qui se manifesteront dans l'Arctique, la Mer de Beaufort et sur la côte Est?

**M. Smyth:** C'est à ceux qui dépenseront l'argent, notamment M. Nielsen ou M. Carlyle, qu'il faut poser cette question.

**M. Carlyle:** Monsieur le président, il est clair que les concepts qui s'appliquent au domaine des sables bitumineux, soit de réaliser des bénéfices avant de verser des redevances et des taxes, doivent être analysés à la lumière des méga-projets entrepris dans les régions pionnières. Des millions de dollars seront investis dans ce domaine, et il est clair que l'industrie devra s'assurer qu'il existe des possibilités de profits avant de prendre ce genre d'engagement.

Que l'on adopte un nouveau régime global pour tous les projets, ou que l'on procède ponctuellement, j'aimerais que l'on établisse un régime qui inspire confiance à l'industrie et qui puisse s'appliquer à toutes les régions. En effet, il faut adopter une approche générale si nous voulons atteindre l'autonomie énergétique. On ne peut exclure un domaine au profit d'un autre parce qu'il faut adopter, comme le démontre les graphiques, une approche générale.

Pour répondre à votre question, il est absolument essentiel d'avoir un régime fiscal stable qui couvre la durée de vie d'un projet.

**Le président:** Mais peut-on adopter un régime différent pur la Mer de Beaufort, pour l'Arctique et pour les ressources aux

[*Text*]

regime for the eastern offshore resources because of the unique differences that present themselves with respect to those regions and the timing of those regions? What is your reaction to that?

**Mr. Nielsen:** We would prefer to see some broad-based changes which would accomodate all these areas.

**The Chairman:** Even though that might mean different regimes?

**Mr. Nielsen:** We welcome any change at any time such as the ones to which you have referred, but we do believe that the industry, in total, can benefit more and, therefore, the supply situation can be improved and the whole economic condition of the country can be improved, if the changes are broad-based and affect all areas.

**The Chairman:** You would not be in favour of a change that would favour the eastern offshore over the Beaufort Sea?

**Mr. Nielsen:** We think that the changes should apply everywhere. We are not saying that the rules and regulations, *per se,* should be the same for the eastern offshore or for the Beaufort Sea or western Canada; we are speaking of a broad-based fiscal regime and one which should be universal.

**The Chairman:** Could you give us a year-by-year set of numbers on your industry's share with an explanation of how you arrived at those numbers, Mr. Stikeman? Would you do that at your convenience so we can try to reconcile these figures to determine why there is a discrepancy?

**Mr. Stikeman:** Certainly, senator.

**The Chairman:** If there are no further questions from the members of the committee, I now call upon Mr. Clay, the Research Director.

**Mr. Dean Clay, Research Director:** Mr. Chairman, considering the time, I will not take too long.

Mr. Nielsen, you have already indicated that you would like to see the government go to the marketplace for oil now, yet you would also like to see government intervention if the price rises or falls sharply. Those are not the only options beyond the price shock; what if there is a slow and continual erosion of the price of oil such that over the period of a couple of years tar sands development or frontier development becomes uneconomic? In those circumstances, would you be in favour of a floor price for oil in Canada?

**Mr. Nielsen:** We do not advocate a floor price for oil in Canada; we are prepared to take the ups and the downs. Our comments on intervention apply to price shocks of a severe nature, not of the type you describe.

**Mr. Clay:** So, if the change is more gradual than the industry is prepared to adjust to, those changes, even though they might ultimately be of the same magnitude of a price shock, would be acceptable?

**Mr. Nielsen:** I would say so, yes.

[*Traduction*]

larges de la côte est en raison des différences exceptionnelles que présentent ces régions? Qu'en pensez-vous?

**M. Nielsen:** Nous préférerions que des changements généraux soient adoptés, qui satisfassent aux besoins de toutes les régions.

**Le président:** Même si cela veut dire des régimes différents?

**M. Nielsen:** Nous sommes ouverts à tout changement, comme ceux auxquels vous avez fait allusion, mais nous croyons que l'ensemble de l'industrie profitera—et qu'en conséquence, les approvisionnements seront améliorés et toute la situation économique du pays en sera favorisée—de changements généraux s'appliquant à tous les domaines.

**Le président:** Vous vous opposeriez à tout changement qui favoriserait les ressources aux larges de la côte est aux dépens de la Mer de Beaufort?

**M. Nielsen:** Les changements doivent s'appliquer à tous les secteurs. Nous ne disons pas que les règles en tant que telles, doivent être les mêmes pour les ressources de la côte est et celles de la Mer de Beaufort ou de l'Ouest; nous parlons d'un régime fiscal général et universel.

**Le président:** Pouvez-vous nous fournir les chiffres annuels qui décrivent la part de l'industrie et nous expliquer comment vous êtes arrivé à ces chiffres, monsieur Stikeman? Vous pouvez le faire lorsque cela vous conviendra, et cela nous permettra de comparer ces chiffres afin d'essayer de déterminer où se trouve l'écart.

**M. Stikeman:** Certainement, sénateur.

**Le président:** Si les membres du Comité n'ont pas d'autres questions, je demanderais à M. Clay, directeur du Service de recherche, de prendre la parole.

**M. Dean Clay, directeur du Service de recherche:** Monsieur le président, étant donné l'heure, j'essaierai d'être bref.

Monsieur Nielsen, vous avez déjà indiqué que vous aimeriez voir le gouvernement adopter le prix du marché mais vous voulez également qu'il intervienne si les prix augmentent ou fléchissent considérablement. Mais ce ne sont pas là les seules options qui s'offrent. Qu'arrivera-t-il si, à cause de l'érosion lente et continue du prix du pétrole, les projets de développement des sables bitumineux ou des régions pionnières perdent leur rentabilité dans deux ans? Dans ces conditions, seriez-vous en faveur d'un prix plancher pour le pétrole canadien?

**M. Nielsen:** Nous n'approuvons pas l'idée d'imposer un prix plancher au pétrole au Canada; nous sommes prêts à faire face aux fluctuations. Nos commentaires sur l'intervention ne s'appliquent qu'aux chutes de prix jugées graves, mais non pas à celles que vous décrivez.

**M. Clay:** Donc, si ces changements sont introduits de façon plus graduelle que ce que l'industrie est prête à accepter, même si en fin de compte ils sont du même ordre qu'une chute des prix?

**M. Nielsen:** Je dirais que oui.

[*Text*]

**Mr. Clay:** Throughout most of this discussion the economic concerns certainly seemed to dominate. I think Mr. Smyth came closest to stating that the economic aspects of the policy would be disadvantageous to Canada; yet the United States is establishing a strategic petroleum reserve at considerable cost; it is paying to import more oil than it has to at the present time, and it is paying a charge which is something in the neighbourhood of $8.00 per barrel to establish that reserve, to put the oil in it and have the means of getting the oil back out.

Would you acknowledge that there may be strategic concerns, for example, that would cause the government to arrive at policy decisions which might not be economic or advantageous to your industry, but might still be perceived to be in the interest of the Canadian public?

**Mr. Nielsen:** I would guess that such would be the case, but in the specific example you used, we do not feel that we need the establishment of such a reserve; we have the oil.

**Mr. Clay:** If I could turn to the Canadian case. When the National Energy Board put out its report late in 1974 what in effect it was doing by recommending a phasing out of oil exports to the United States was essentially maintaining shut-in capacity in Canada, such that convential crude oil would be subsequently available for a longer period of time.

More recently, the National Energy Board seems to have taken a more liberal view towards the export of light crudes. If the government were subsequently to go back to a policy of suggesting that some oil be kept shut-in, I take it you would not favour that because of the economics; but what about the security of supply aspect?

**Mr. Nielsen:** I will go back to the reply I just gave you. We have the oil; there is no question about that. We do not have the producibility at this time. That is one of the points we are making. We need to develop the producibility at this time. That is one of the points we are making. We need to develop the producibility such that we have no concern about security of supply.

As western Canadian producers, we welcomed the action of the National Energy Board in allowing short-term exports of light and medium crude, because with the severity of the gas marketing situation in Canada, both domestically and particularly south of the border, if that action had not been taken by the National Energy Board, it could have had very severe effects on a lot of companies.

**Mr. Clay:** If we look back ten years, we are looking almost as far into the past as you have been predicting into the future with the material you have presented today. Over the last ten years we have had two abrupt price increases, one substantial price decline, an Arab oil embargo, and the Iran-Iraq war, which is certainly some cause of concern if it expands, and yet you have presented a set of predictions today with a certainty that, I suppose in some ways, almost reminds me of the way the National Energy Program was introduced.

[*Traduction*]

**M. Clay:** La question économique a certainement dominé la plupart de nos discussions. M. Smyth a pratiquement dit que les aspects non rentables d'une politique nuiraient nécessairement au Canada; toutefois, les États-Unis sont en train d'accumuler des réserves pétrolières stratégiques, en dépassant des sommes considérables; ils importent plus de pétrole qu'il ne leur en faut à l'heure actuelle en payant environ $8 de plus par baril pour créer cette réserve—pour stocker le pétrole et avoir la possibilité de s'en servir.

Seriez-vous prêt à dire qu'il peut y avoir des problèmes stratégiques, par exemple, qui pousseraient le gouvernement à adopter des décisions qui ne seraient pas rentables pour votre industrie, mais qui serviraient néanmoins les intérêts des Canadiens?

**M. Nielsen:** C'est possible, mais dans ce cas-ci, nous ne croyons pas qu'il soit nécessaire d'établir cette réserve; nous avons le pétrole.

**M. Clay:** Revenons au Canada. Lorsque l'Office national de l'énergie a publié son rapport fin 1974, il a recommandé de réduire progressivement les exportations de pétrole vers les États-Unis afin de maintenir des réserves non utilisées au Canada, pour qu'on puisse disposer de pétrole classique brut à plus long terme.

L'Office national de l'énergie semble avoir adopté, récemment, une attitude plus libérale à l'égard de l'exportation de pétrole brut léger. Si le gouvernement devait à nouveau adopter une politique prônant la non-utilisation du pétrole, j'ai l'impression que vous vous opposeriez à cette politique pour des raisons économiques. Mais qu'en est-il de la sécurité des approvisionnements?

**M. Nielsen:** Je reviens à la réponse que je viens de vous donner. Nous avons le pétrole; il n'y a pas de doute là-dessus. Nous n'avons pas à l'heure actuelle la capacité de le produire. Voilà ce que nous essayons de vous dire. Nous devons développer notre capacité de production pour assurer la sécurité de nos approvisionnements.

En tant que producteurs de l'Ouest canadien, nous avons accueilli favorablement les mesures par l'Office national de l'énergie, qui a autorisé, à court terme, les exportations de pétrole brut léger et moyen; toutefois, à cause de la gravité de la situation du marché pétrolier au Canada, c'est-à-dire ici et surtout au sud de la frontière, si l'Office n'avait pas pris ces mesures, de nombreuses sociétés se seraient retrouvées en très mauvaise posture.

**M. Clay:** Si nous revenons dix ans en arrière, nous remontons presque aussi loin que vos prédictions pour l'avenir compte tenu des données que vous nous avez fournies aujourd'hui. Nous avons connu, au cours des dix dernières années, deux hausses de prix brutales, une baisse de prix substantielle, un embargo pétrolier arabe et la guerre entre l'Iran et l'Irak, qui constituerait sans aucun doute une mesure d'inquiétude si elle devait prendre de l'expansion. Toutefois, vous nous avez présenté aujourd'hui une série de prévisions avec une conviction qui me rappelle un peu la façon dont le Programme énergétique national a été introduit.

[*Text*]

It would be helpful to see some of the underlying analysis to follow how you have gone from some of the assumptions in your presentation to some of the specific conclusions and sets of numbers you have come up with. For example, we would like a set of statistics on oil supply by year to 1992 broken down by the various components of supply—enhanced oil recovery, conventional production and so on—because we would like to be in a position to compare some of these numbers with statistics and projections that we are also receiving from other agencies. We would like to have some background information to make these comparisons.

**Mr. Smyth:** Mr. Chairman, we could respond fairly rapidly to that since we filed in the context of the supply and demand hearing of the National Energy Board a detailed breakdown by sector, almost by pool, year over year through the term of the NEB forecast which we were requested to do, and that is instantly available.

**Mr. Clay:** That would certainly be helpful.

**Mr. Nielsen:** Speaking generally, we fully recognize that our forecasts are suspect, for exactly the reasons you have outlined, for the last ten years. It would be amazing if things progressed in the next ten years the way we are forecasting them. We must forecast so we use the best judgment that the combined experience of the many companies that make up our association can provide, and then we will have to see ten years hence how our forecasts turn out.

**Mr. Clay:** What I am saying is that we would like to get some appreciation of the sensitivity of your forecasts in regard to the assumptions that you have made in arriving at your conclusions.

**Mr. Nielsen:** We can provide you with that information.

**Senator Guay:** Mr. Chairman, is the industry still concerned with the short-term quotas for crude oil exportation?

**Mr. Carlyle:** Mr. Chairman, we are grateful for the support the National Energy Board is giving the industry to try to level out the producibility of the western Canada basin. Indeed, they are trying to maximize the producibility, but keep in mind also that what we are really doing for the country is reducing the net imports of light and medium crude. We are a net importer of approximately 200,000 barrels a day of light and medium crude, and, to the extent that the market in eastern Canada is subject to some changes because of refinery turnarounds and that kind of thing, the supply situation in western Canada can be reduced particularly at this time of the year. The National Energy Board has helped the industry smooth out that ripple by allowing these exports in that timeframe. Fundamentally, the country is an importer of light and medium crude.

**The Chairman:** I have a final question, Mr. Nielsen. In 1980 the government introduced the National Energy Program which called for some tremendous changes among industry, government and the public. We have now had four years of experience with that program, and, as we discussed today, there are various changes in certain areas. Do you think at this stage any fundamental change could be made, or are we really

[*Traduction*]

Il nous serait utile de connaître certains des principes fondamentaux qui vous ont permis de transformer quelques-unes des hypothèses formulées dans votre mémoire en conclusions et données précises. Par exemple, nous aimerions avoir une série de statistiques annuelles sur les réserves de pétrole disponibles jusqu'en 1992, par secteur—récupération améliorée du pétrole, production classique, etc.—pour comparer certains de ces chiffres aux statistiques et prévisions que nous fournissent d'autes organismes. Nous aimerions également avoir des renseignements de base qui nous permettraient de faire des comparaisons.

**M. Smyth:** Monsieur le président, nous pourrions vous donner cela rapidement car nous avons fourni, lors de l'audience sur l'offre et la demande organisée par l'Office national de l'énergie, une ventilation annuelle et complète par secteur, et presque par gisement, qui couvre toute la période visée par les précisions de l'ONE.

**M. Clay:** Cela serait très utile.

**M. Nielsen:** Nous reconnaissons, de façon générale, que nos prévisions pour les dix dernières années paraissent suspectes, pour les mêmes raisons que vous avez données. Nous serions étonnés de voir les choses évoluer selon nos prévisions au cours de la prochaine décennie. Nous faisons nos prévisions en nous fondant sur les avis les plus fondés que nous fournissent les nombreuses sociétés membres de notre association; il nous faudra attendre dix ans pour voir si ses prévisions étaient justes.

**M. Clay:** Nous aimerions avoir une idée de la facilité de vos prévisions en ce qui a trait aux hypothèses sur lesquelles vous vous êtes fondés pour tirer vos conclusions.

**M. Nielsen:** Nous pouvons vous fournir ces renseignements.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le président, l'industrie s'inquiète-t-elle des quotas à court terme imposés à l'égard des exportations de pétrole brut?

**M. Carlyle:** Monsieur le président, nous sommes reconnaissants de l'appui que l'Office national de l'énergie accorde à l'industrie en vue de stabiliser la capacité de production du bassin de l'Ouest canadien. En effet, ils essaient de porter la production au maximum tout en essayant de réduire nos importations nettes de pétrole brut moyen et léger. Nous importons chaque jour environ 200 000 barils de pétrole brut moyen et léger, et dans la mesure où le marché de l'est canadien est assujetti à certains changements en raison, entre autres, des délais de rotation aux raffineries, etc. les réserves de l'Ouest peuvent être réduites, surtout à ce moment-ci de l'année. L'Office national de l'énergie a aidé l'industrie à surmonter ses difficultés en autorisant ses exportations à ce moment-là. Le pays importe surtout du pétrole brut léger et moyen.

**Le président:** J'ai une dernière question à vous poser, monsieur Nielsen. En 1980, le gouvernement a introduit le Programme énergétique national qui a entraîné des changements considérables au sein de l'industrie, du gouvernement et du public. Voilà déjà quatre ans que ce programme existe et, comme nous l'avons dit aujourd'hui, divers changements ont été apportés dans certains secteurs. Croyez-vous que des chan-

[*Text*]

in a position of repairing areas to that program? Do you think the country could start another National Energy Program?

**Mr. Nielsen:** I do not believe that we would be in favour of sudden, drastic changes in policy. Everything we are talking about is phasing in over a period of time. We recognize that there is an agreement in place which sets many policies until the end of 1986. We are not suggesting a drastic, radical change in policy or policies. We are suggesting what we consider to be phased-in improvements in policy which would benefit the country, and in so doing, might benefit us.

**The Chairman:** Therefore, what is needed is phased-in improvements and not a new policy?

**Mr. Nielsen:** Not a drastically new policy such as we had in 1981 or 1980.

**The Chairman:** Mr. Nielsen, on behalf of the committee, I wish to express our appreciation to you, as I said earlier, for your very prompt response to our call, and for the comprehensive brief you have given us. We now have much to think about, and as we proceed with our inquiry we are going to need, no doubt, from time to time some further assistance, evaluation and enlightenment, and I hope that we can continue to call upon you for your assistance. Thank you for what you have done for the committee up to this point.

The committee adjourned.

[*Traduction*]

gements fondamentaux pourraient y être apportés à ce moment-ci, ou sommes-nous en mesure de corriger certains aspects du programme? Croyez-vous que le pays pourrait se lancer dans un nouveau Programme énergétique national?

**M. Nielsen:** Je ne crois pas que des changements soudains et radicaux doivent être apportés en matière politique. Tous les changements que nous proposons doivent être introduits progressivement. Nous reconnaissons qu'une entente a été conclue en vertu de laquelle de nombreuses politiques seront appliquées jusqu'à la fin de 1986. Nous ne proposons pas de changement radical au chapitre des politiques. Nous proposons d'introduire progressivement des changements en vue d'améliorer la politique, changements qui profiteraient au pays et à notre industrie.

**Le président:** En conséquence, il faut des changements progressifs et non pas une politique nouvelle?

**M. Nielsen:** Pas une politique totalement nouvelle comme ce fut le cas en 1981 ou en 1980.

**Le président:** Monsieur Nielsen, au nom du Comité, je désire vous remercier, comme je l'ai dit plus tôt, d'avoir répondu promptement à notre invitation, et de nous avoir présenté un mémoire aussi complet. Nous avons beaucoup de questions à examiner et, au fur et à mesure que nous avancerons dans notre étude, nous aurons sans aucun doute besoin d'autres renseignements. J'espère que nous pourrons continuer à compter sur vous et je vous remercie pour votre collaboration.

La séance est levée.

SUMMARY OF

CANADIAN PETROLEUM ASSOCIATION

FINANCIAL AND ECONOMIC FORECAST

1984 - 1993

FOR PRESENTATION TO

THE STANDING SENATE COMMITTEE

ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

APRIL 10, 1984

NOT FOR RELEASE

BEFORE 0930 APR. 10, 1984

CPA Financial & Economic Forecast

# SUMMARY

- Oil and gas sector could, under a more attractive fiscal/pricing regime:
  - Generate 300,000 additional permanent jobs by 1992 (or 1.8 million man-years of employment)
  - Increase 1992 GNP by approximately 2½% real (6% current).
  - Achieve self-sufficiency in oil in early 1990's.

- Oil and gas sector could respond quickly and efficiently to government policy initiatives because:
  - Incremental oil production is immediately marketable.
  - Natural gas discoveries will be marketable by the time new facilities can be built.
  - Much of Canada's enormous resource base can be developed at projected international prices given a more encouraging policy environment.

## INTRODUCTION

THE CANADIAN PETROLEUM ASSOCIATION REPRESENTS MORE THAN 70 CANADIAN AND FOREIGN-OWNED COMPANIES IN THE UPSTREAM OIL AND GAS INDUSTRY, WHO TOGETHER ARE RESPONSIBLE FOR ABOUT 85% OF THE NATION'S CRUDE OIL AND NATURAL GAS PRODUCTION.

THIS SUMMARY OUTLINES THE FINDINGS OF A YEAR-LONG, 18-MEMBER CPA TASK FORCE ON OIL AND GAS POLICY. THIS COMPREHENSIVE STUDY WAS SHAPED BY TWO CONSIDERATIONS:

* OUR INDUSTRY IS OPERATING WELL BELOW ITS POTENTIAL ECONOMIC LEVEL; AND
* WERE OUR INDUSTRY OPERATING CLOSER TO CAPACITY, IT COULD MAKE AN IMPORTANT CONTRIBUTION TO THE NATIONAL ECONOMIC RECOVERY.

## THE TASK FORCE

TASK FORCE MEMBERS (IN BALANCED TEAMS FROM CANADIAN AND FOREIGN-OWNED COMPANIES) THEREFORE ADDRESSED THESE ISSUES:

* THE ECONOMIC AND OTHER BENEFITS TO CANADA OF INCREASED LEVELS OF ACTIVITY BY THE OIL AND GAS INDUSTRY; AND
* THE POLICY ENVIRONMENT THAT WOULD FACILITATE HIGHER LEVELS OF ACTIVITY

WE CREATED SCENARIOS REPRESENTING TWO DIFFERENT INDUSTRY ACTIVITY LEVELS (AS A CONSEQUENCE OF TWO DIFFERENT POLICY ENVIRONMENTS), AND THEN ASSESSED THE IMPACT ON CANADA OF A MORE AGGRESSIVE SCENARIO.

THE SCENARIOS:

REFERENCE CASE (POSSIBLE INDUSTRY ACTIVITY UNDER CURRENT PRICING AND FISCAL REGIME)

OPPORTUNITY CASE (POSSIBLE INDUSTRY ACTIVITY UNDER MODIFIED POLICY ENVIRONMENT)

THE ASSESSMENT

RECOGNIZING THE VALUE OF A THIRD-PARTY ANALYSIS, WE HIRED CHASE ECONOMETRICS CANADA TO CONDUCT EXTENSIVE MODELLING BASED ON THESE TWO SCENARIOS AND MEASURE THE IMPACT ON CANADA OF THE OPPORTUNITY CASE.

ASSUMPTIONS

THE REFERENCE AND OPPORTUNITY CASES:

* WORK FROM CONSERVATIVE DATA;
* ASSUME EXISTING TECHNOLOGY AND MANPOWER ONLY; AND
* PROJECT THOSE DATA AND CONDITIONS FOR A 9-YEAR PERIOD (1984 - 1992)

SIGNIFICANCE

THE SCENARIOS, WHILE REALISTIC, ARE FOR ILLUSTRATIVE PURPOSES. THEREFORE, WHAT MATTERS IS NOT THE NUMBERS USED IN EACH SCENARIO, BUT THE SPREAD BETWEEN THE BENEFITS TO CANADA UNDER THE ONE AND UNDER THE OTHER. THAT SPREAD MEASURES THE POTENTIAL BENEFITS NOW GOING UNTAPPED.

## THE POTENTIAL

THIS POTENTIAL COULD BE QUICKLY TAPPED BECAUSE:

* THE CURRENT SLACK IN THE ECONOMY IS RECEPTIVE TO THE SIGNIFICANT MULTIPLIER EFFECT OF OIL AND GAS INDUSTRY ACTIVITY;
* INCREMENTAL OIL PRODUCTION IS IMMEDIATELY MARKETABLE;
* NATURAL GAS DISCOVERIES WILL BE MARKETABLE BY THE TIME NEW FACILITIES ARE BUILT; AND
* THIS INDUSTRY HISTORICALLY RESPONDS PROMPTLY AND AGGRESSIVELY TO IMPROVED ECONOMIC CONDITIONS

## BENEFITS

INTRODUCTION

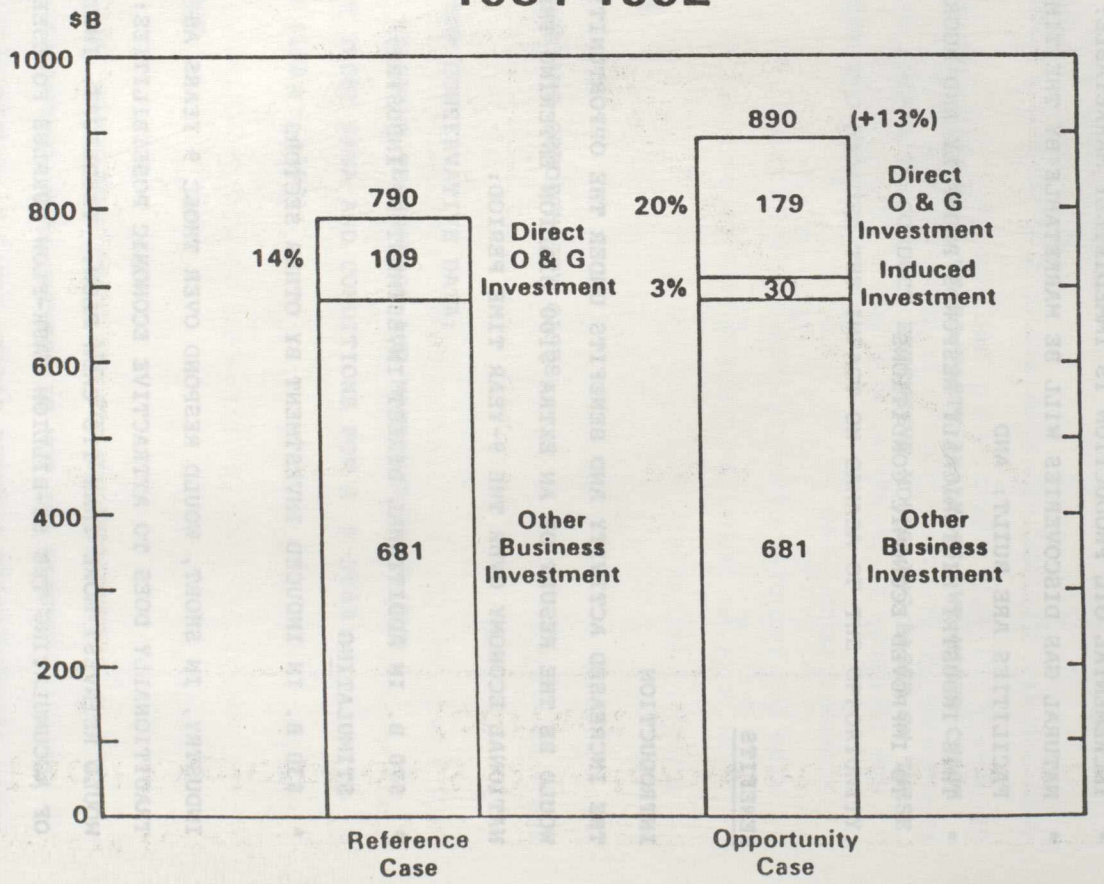
THE INCREASED ACTIVITY AND BENEFITS UNDER THE OPPORTUNITY CASE WOULD BE THE RESULT OF AN EXTRA $100 BILLION ENTERING THE NATIONAL ECONOMY OVER THE 9-YEAR TIME PERIOD:

* $70 B. IN ADDITIONAL DIRECT INVESTMENT BY INDUSTRY; STIMULATING
* $30 B. IN INDUCED INVESTMENT BY OTHER SECTORS

INDUSTRY, IN SHORT, WOULD RESPOND OVER THOSE 9 YEARS AS IT TRADITIONALLY DOES TO ATTRACTIVE ECONOMIC POSSIBILITIES: IT WOULD REINVEST MORE THAN ITS CASH FLOW. THEREFORE, INSTEAD OF ACCUMULATING THE $3-BILLION CASH-FLOW SURPLUS FORESEEN UNDER THE REFERENCE CASE, IT WOULD INCUR A $16-BILLION DEFICIT.

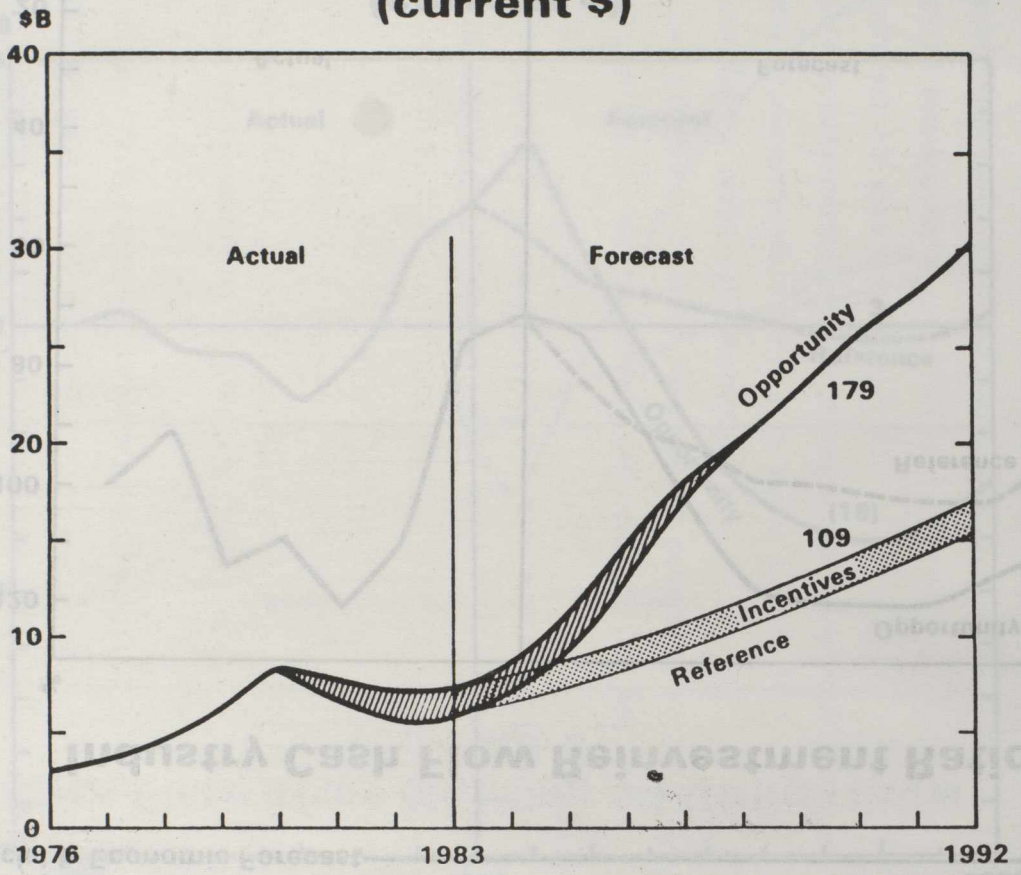
CPA Investment & Economic Forecast

# CANADIAN BUSINESS INVESTMENT 1984-1992



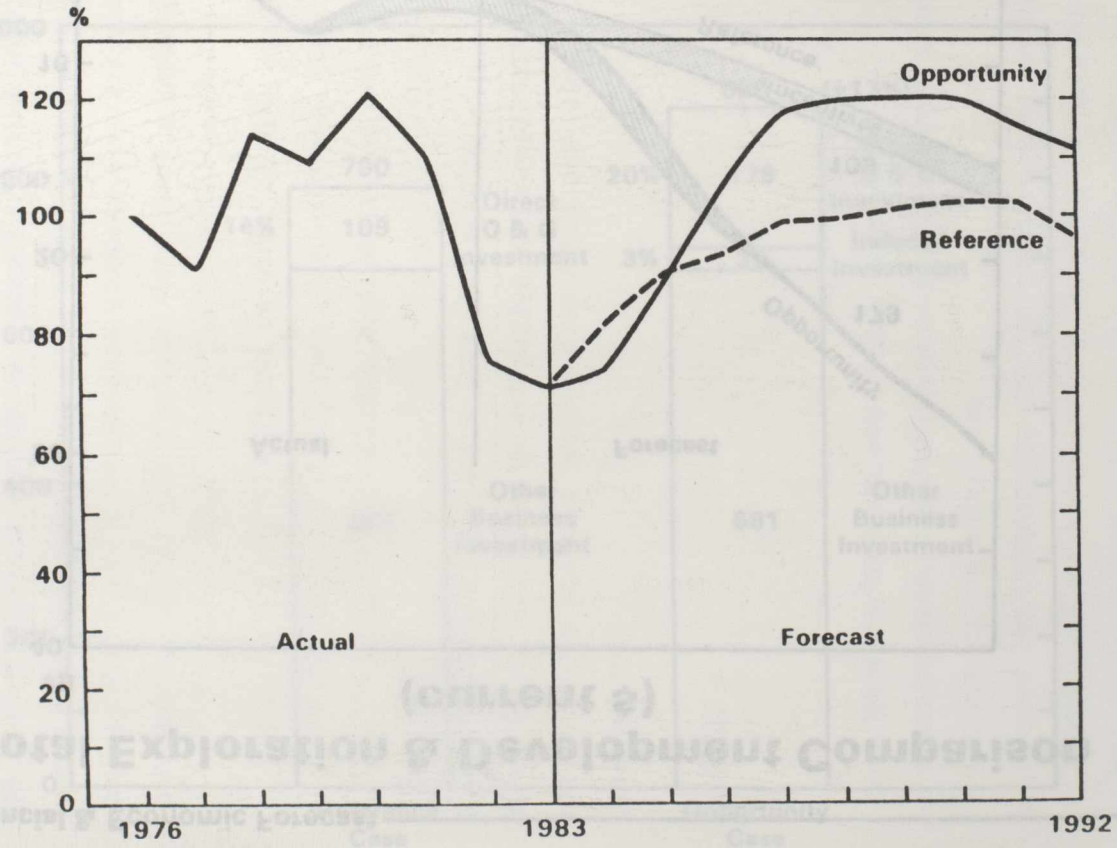
CPA Financial & Economic Forecast

## Total Exploration & Development Comparison (current $)



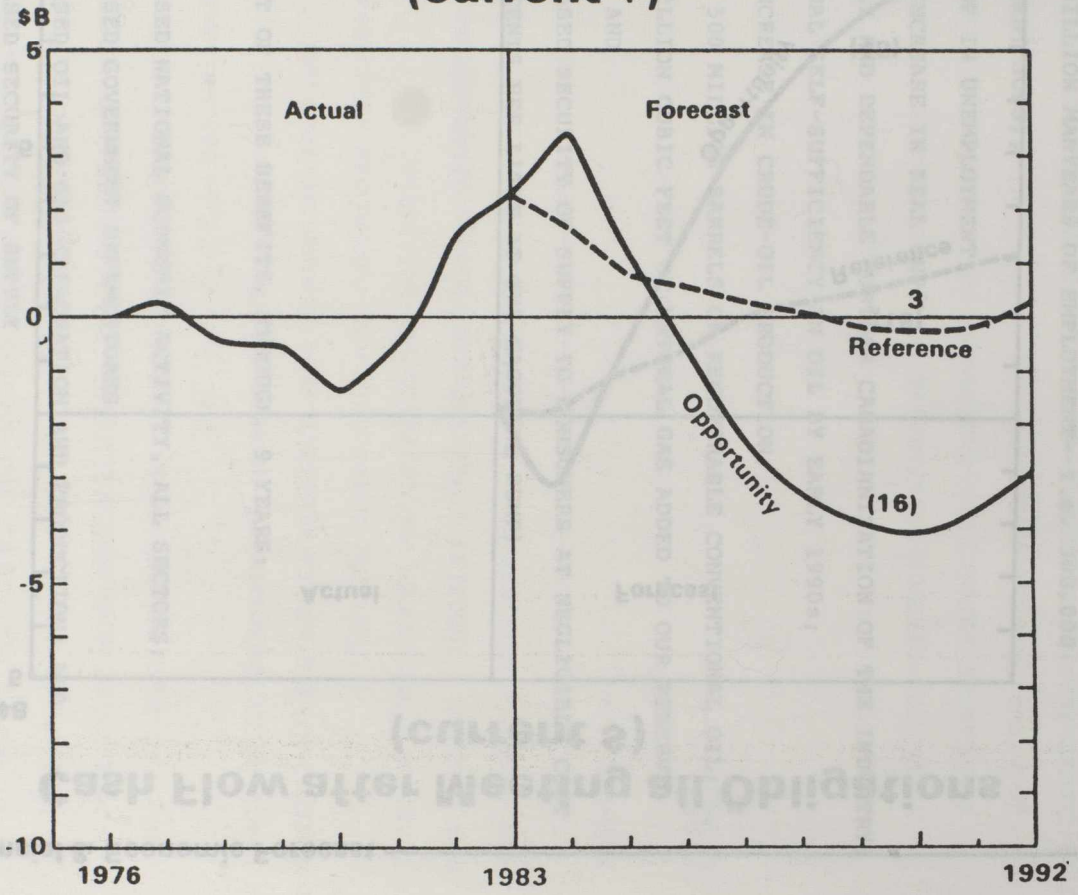
CPA Financial & Economic Forecast

## Industry Cash Flow Reinvestment Ratio



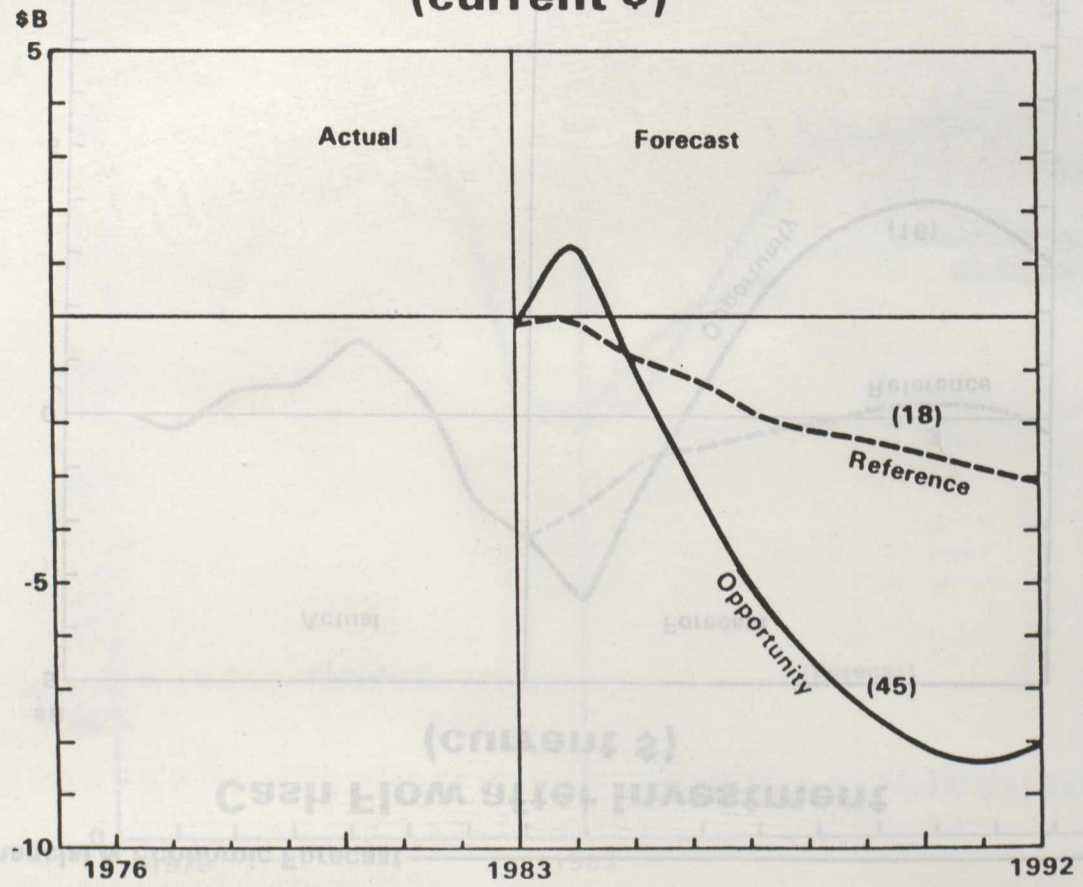
CPA Financial & Economic Forecast

## Cash Flow after Investment (current $)



CPA Financial & Economic Forecast

## Cash Flow after Meeting all Obligations (current $)



BENEFITS

BENEFITS, OPPORTUNITY CASE OVER REFERENCE CASE, THROUGH 10 YEARS:

* 12% INCREASE IN NEW-JOB CREATION (1.8 MILLION MANYEARS OF EMPLOYMENT--i.e. 300,000 PERMANENT JOBS);
* 1% DROP IN UNEMPLOYMENT;
* 2.7% INCREASE IN REAL GNP;
* ORDERLY AND DEPENDABLE FURTHER CANADIANIZATION OF THE INDUSTRY;
* NATIONAL SELF-SUFFICIENCY IN OIL BY EARLY 1990s;
* 25% INCREASE IN CRUDE-OIL PRODUCTION;
* EXTRA 500 MILLION BARRELS OF RECOVERABLE CONVENTIONAL OIL;
* 10 TRILLION CUBIC FEET OF NATURAL GAS ADDED TO OUR RESERVE BASE; AND
* INCREASED SECURITY OF SUPPLY TO CONSUMERS AT NEGLIGIBLE COST (1-2 CENTS PER LITRE AT THE GASOLINE PUMP)

IMPACT

THE IMPACT OF THESE BENEFITS, THROUGH 9 YEARS:

* INCREASED NATIONAL ECONOMIC ACTIVITY, ALL SECTORS;
* DECREASED GOVERNMENT EXPENDITURES;
* INCREASED OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION; AND
* INCREASED SECURITY OF SUPPLY

## THE DOWNSIDE

THE DOWNSIDE IMPACT OF SECURING THESE BENEFITS:

* SLIGHT RIPPLE IN INFLATION RATE (6.25% INSTEAD OF 6%) IN MID-1980s; AND
* INCREASED IMPORTS IN MANUFACTURING SECTOR (IN RESPONSE TO HIGHER ACTIVITY LEVELS) WILL MORE THAN OFFSET THE BENEFIT TO BALANCE OF PAYMENTS ON CURRENT ACCOUNT OF ABOUT $20 BILLION IMPROVEMENT IN CRUDE OIL TRADE PLUS $3 BILLION RISE IN NATURAL-GAS EXPORTS.

## POLICY

INTRODUCTION:

INDUSTRY ACTIVITY LEVELS ARE NORMALLY DETERMINED BY FINANCES, NOT MARKETS. INDUSTRY FINANCING IS LARGELY DETERMINED BY INVESTOR CONFIDENCE, AND TAXATION AND ROYALTIES.

THEREFORE, THE POLICY MODIFICATIONS INTRODUCED INTO THE OPPORTUNITY CASE ADDRESS THESE TWO AREAS.

THE OBJECTIVES OF THE FISCAL-SYSTEM MODIFICATIONS ARE:

* TO PROVIDE MORE DISCRETIONARY INCOME FOR INDUSTRY TO REINVEST;
* TO PROVIDE ASSURED AND ADEQUATE GOVERNMENT REVENUES;
* TO REWARD EFFICIENCY AND SUCCESS RATHER THAN EFFORT; AND
* TO INCREASE SIMPLICITY, STABILITY AND PREDICTABILITY IN THE SYSTEM

THE CONSEQUENCE OF SUCH CHANGES, AS WILL BE SEEN, IS A SIGNIFICANTLY HIGHER LEVEL OF ACTIVITY BY INDUSTRY.

POLICY MODIFICATIONS

POLICY MODIFICATIONS, OPPORTUNITY CASE:

* MARKET PRICING FOR OIL AND NATURAL GAS;
* INCREASED REVENUE SHARE FOR INDUSTRY;
* CANADIANIZATION ENCOURAGED THROUGH INVESTOR INCENTIVES;
* TAX-BASED INVESTMENT INCENTIVES RATHER THAN GRANTS;
* SIMPLIFIED REGULATIONS AND COMPLIANCE PROCEDURES; AND
* SUSTAINED POLICY OF GOVERNMENT/INDUSTRY CONSULTATION

POLICY

* MARKET PRICING FOR OIL AND NATURAL GAS

THIS CHANGE WOULD CAUSE GREATER EFFICIENCY IN PRODUCTION, TRANSPORTATION AND CONSUMPTION, AND MORE EFFECTIVE COMPETITION WITH OTHER ENERGY FORMS.

THE CPA MAKES THIS RECOMMENDATION WITH THESE PROVISOS:

* RETENTION OF PROVISION FOR GOVERNMENT INTERVENTION IN THE EVENT OF OIL PRICE-SHOCKS; AND
* GIVEN THE COMPLEXITY OF GAS-MARKETING STRUCTURES, THE CAREFUL DISCUSSION AND INTRODUCTION OF CHANGES TO THOSE STRUCTURES OVER A PERIOD OF TIME

**POLICY**

* INCREASED REVENUE SHARE FOR INDUSTRY

THE INCREASE IS DUE TO A COMBINATION OF HIGHER REVENUES (WORLD PRICES FOR ALL OIL), HIGHER PRODUCTION AND LOWER TAXATION AND ROYALTIES. AS THE OPPORTUNITY CASE SHOWS, INDUSTRY RESPONDS TO THIS SITUATION WITH A SUBSTANTIALLY HIGHER LEVEL OF INVESTMENT.

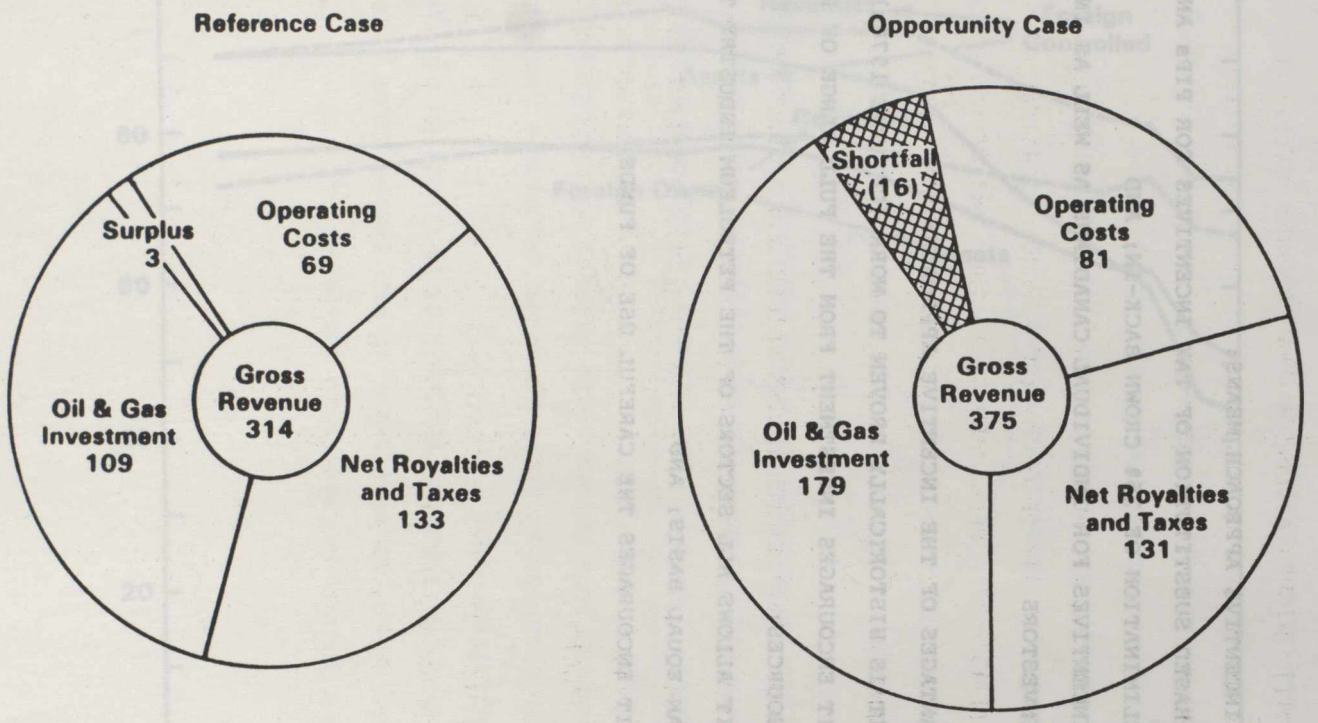
FOR ILLUSTRATIVE PURPOSES, THE OPPORTUNITY CASE ASSUMES TAXATION AND ROYALTIES OF 44% OF OPERATING REVENUES (INSTEAD OF 54%, REFERENCE CASE). THE RESULT IS A FLOW-THROUGH TO INDUSTRY OF $30 BILLION. GOVERNMENTS, HOWEVER, SUFFER NO ABSOLUTE REVENUE LOSS: THEIR SMALLER COMBINED PERCENTAGE IS CALCULATED ON A MUCH LARGER TOTAL.

INDUSTRY, BECAUSE OF HIGHER PRICES AND PRODUCTION, WILL ADD ANOTHER $49 BILLION IN NET REVENUES (AFTER DEDUCTING HIGHER OPERATING COSTS) OVER 9 YEARS. IN TOTAL, INDUSTRY WILL THEN INCREASE ITS NET (AFTER INCENTIVES) INVESTMENT BY $79 BILLION, OR ITS GROSS (BEFORE INCENTIVES) SPENDING BY $70 BILLION.

THIS WILL IN TURN GENERATE ANOTHER $30 BILLION IN INDUCED INVESTMENT BY OTHER SECTORS. THE TOTAL INCREMENTAL SPENDING IN THE ECONOMY IS THEREFORE $100 BILLION.

CPA Financial & Economic Forecast

# CASH FLOW SUMMARIES
## ($ Billion)



POLICY

* CANADIANIZATION ENCOURAGED THROUGH INVESTOR INCENTIVES
* TAX-BASED INVESTMENT INCENTIVES RATHER THAN GRANTS

THE INCENTIVE APPROACH MEANS:

-- PHASED SUBSTITUTION OF TAX INCENTIVES FOR PIPs AND APIPs;

-- ELIMINATION OF 25% CROWN BACK-IN; AND

-- INCENTIVES FOR INDIVIDUAL CANADIANS AS WELL AS INSTITUTIONAL INVESTORS

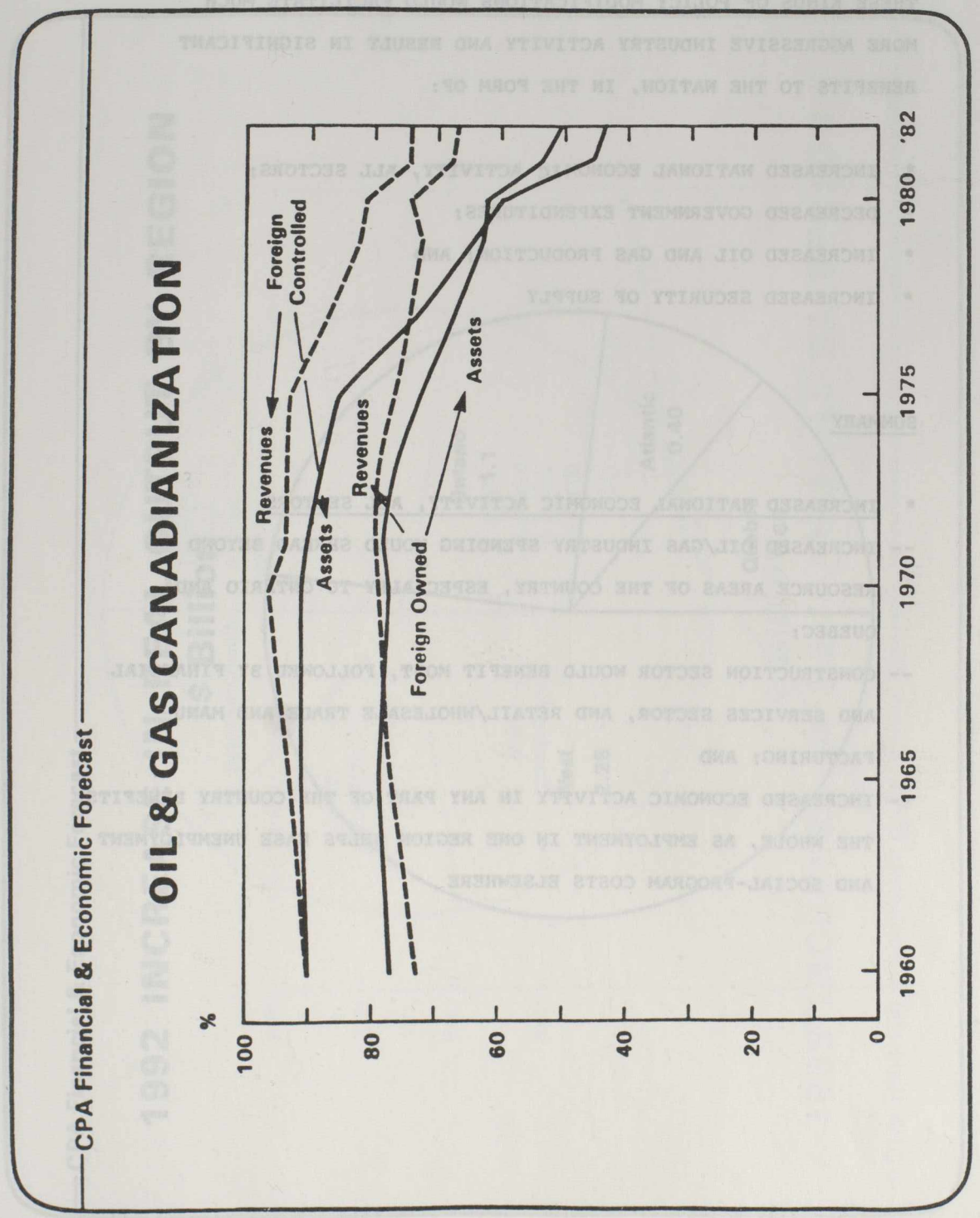
ADVANTAGES OF THE INCENTIVE APPROACH:

-- IT IS HISTORICALLY PROVEN TO WORK (CF. THE 1970s);

-- IT ENCOURAGES INVESTMENT FROM THE FULL RANGE OF POTENTIAL SOURCES;

-- IT ALLOWS ALL SECTORS OF THE PETROLEUM INDUSTRY TO COMPETE ON AN EQUAL BASIS; AND

-- IT ENCOURAGES THE CAREFUL USE OF FUNDS


CPA Financial & Economic Forecast
OIL & GAS CANADIANIZATION
%
100
80
60
40
20
0
1960
1965
1970
1975
1980 '82
Foreign Controlled
Revenues
Assets
Revenues
Foreign Owned
Assets

36748—3

SUMMARY

THESE KINDS OF POLICY MODIFICATIONS WOULD FACILITATE MUCH MORE AGGRESSIVE INDUSTRY ACTIVITY AND RESULT IN SIGNIFICANT BENEFITS TO THE NATION, IN THE FORM OF:

* INCREASED NATIONAL ECONOMIC ACTIVITY, ALL SECTORS;
* DECREASED GOVERNMENT EXPENDITURES;
* INCREASED OIL AND GAS PRODUCTION; AND
* INCREASED SECURITY OF SUPPLY

SUMMARY

* INCREASED NATIONAL ECONOMIC ACTIVITY, ALL SECTORS

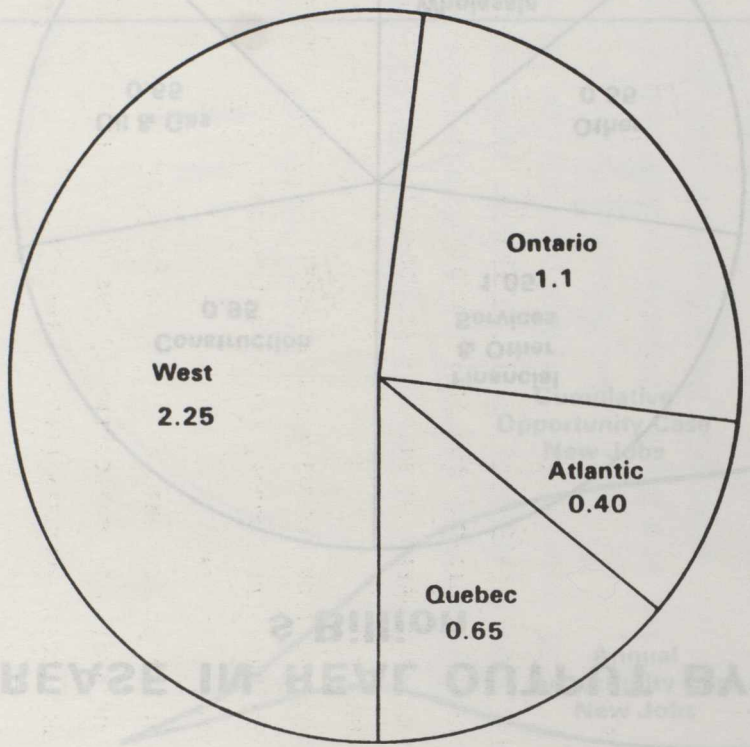
-- INCREASED OIL/GAS INDUSTRY SPENDING WOULD SPREAD BEYOND RESOURCE AREAS OF THE COUNTRY, ESPECIALLY TO ONTARIO AND QUEBEC;

-- CONSTRUCTION SECTOR WOULD BENEFIT MOST, FOLLOWED BY FINANCIAL AND SERVICES SECTOR, AND RETAIL/WHOLESALE TRADE AND MANUFACTURING; AND

-- INCREASED ECONOMIC ACTIVITY IN ANY PART OF THE COUNTRY BENEFITS THE WHOLE, AS EMPLOYMENT IN ONE REGION HELPS EASE UNEMPLOYMENT AND SOCIAL-PROGRAM COSTS ELSEWHERE

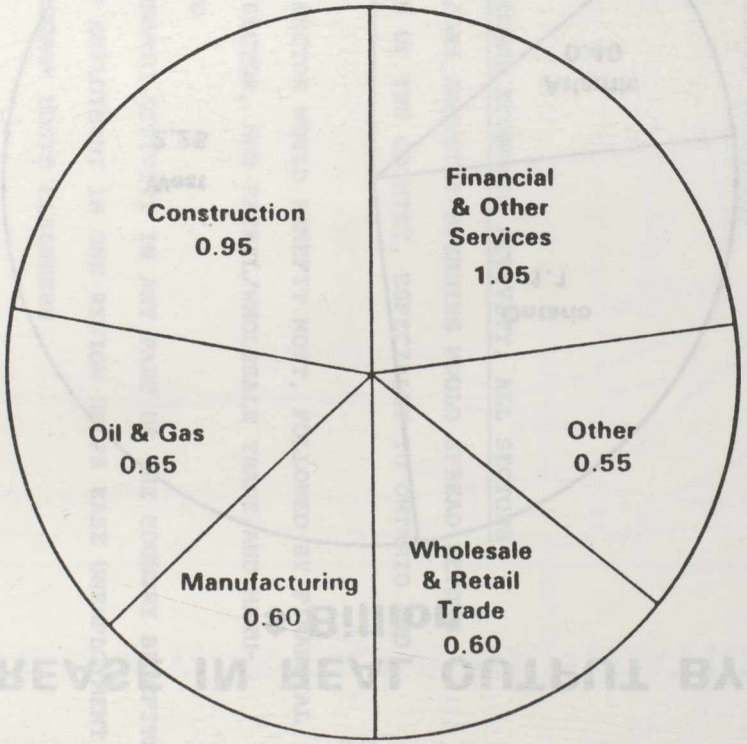
CPA Financial & Economic Forecast

# 1992 INCREASE IN REAL OUTPUT BY REGION
## $ Billion



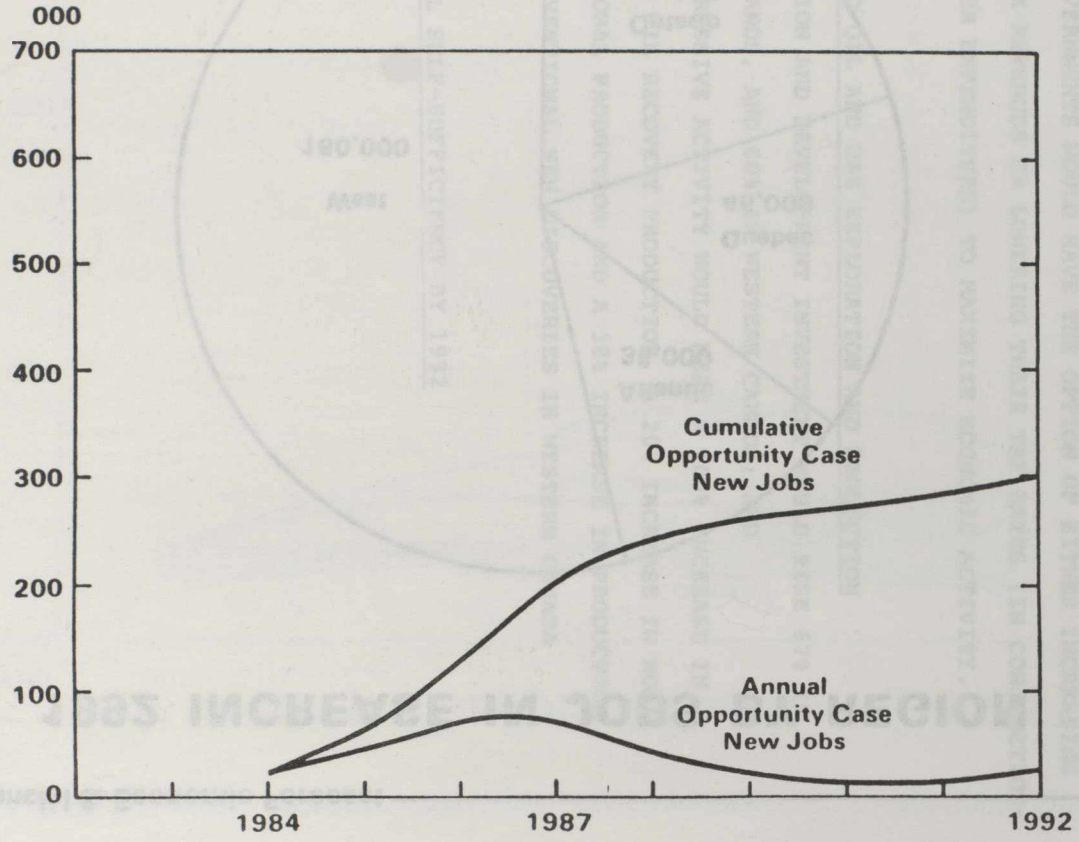
CPA Financial & Economic Forecast

# 1992 INCREASE IN REAL OUTPUT BY SECTOR
## $ Billion



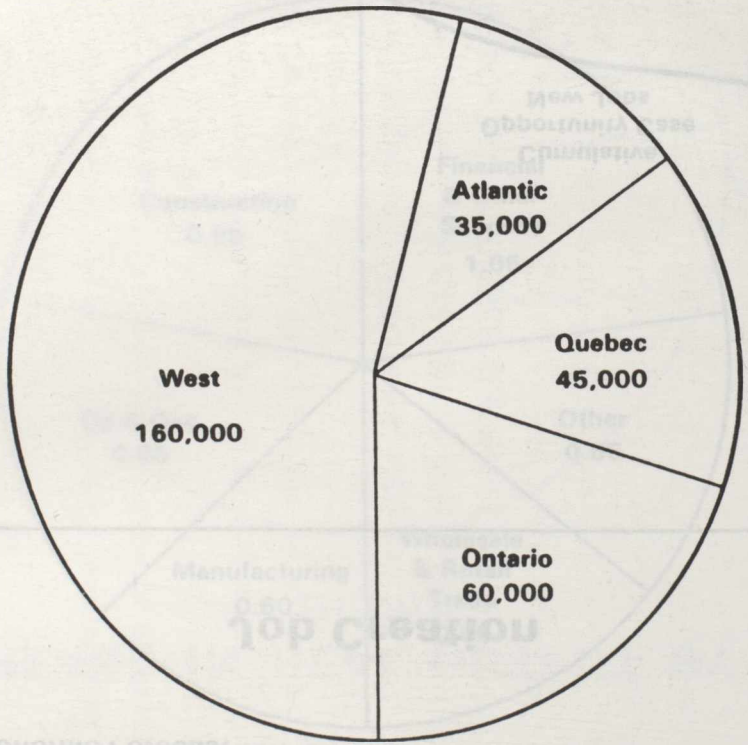
CPA Financial & Economic Forecast

## Job Creation



CPA Financial & Economic Forecast

# 1992 INCREASE IN JOBS BY REGION



* DECREASED GOVERNMENT EXPENDITURES

-- MORE PEOPLE EMPLOYED MEANS LESS OUTLAY FOR GOVERNMENTS (SAVING OF OVER $1 BILLION A YEAR IN UNEMPLOYMENT-INSURANCE PAYMENTS ALONE)

* GOVERNMENT REVENUES

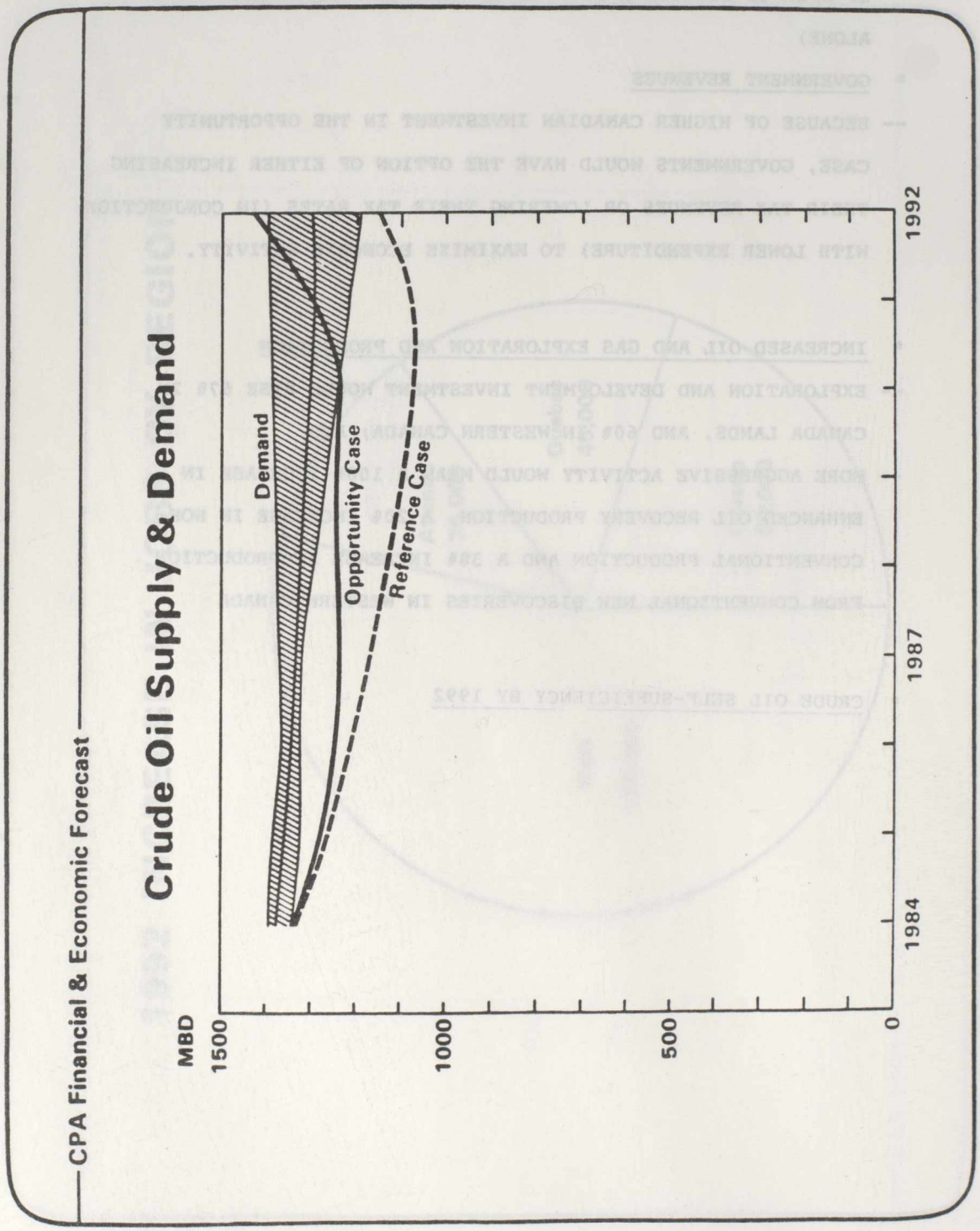
-- BECAUSE OF HIGHER CANADIAN INVESTMENT IN THE OPPORTUNITY CASE, GOVERNMENTS WOULD HAVE THE OPTION OF EITHER INCREASING THEIR TAX REVENUES OR LOWERING THEIR TAX RATES (IN CONJUNCTION WITH LOWER EXPENDITURE) TO MAXIMIZE ECONOMIC ACTIVITY.

* INCREASED OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION

-- EXPLORATION AND DEVELOPMENT INVESTMENT WOULD RISE 67% IN CANADA LANDS, AND 60% IN WESTERN CANADA; AND

-- MORE AGGRESSIVE ACTIVITY WOULD MEAN A 100% INCREASE IN ENHANCED OIL RECOVERY PRODUCTION, A 20% INCREASE IN NON-CONVENTIONAL PRODUCTION AND A 38% INCREASE IN PRODUCTION FROM CONVENTIONAL NEW DISCOVERIES IN WESTERN CANADA

* CRUDE OIL SELF-SUFFICIENCY BY 1992


CPA Financial & Economic Forecast
Crude Oil Supply & Demand
MBD
1500
1000
500
0
1984
1987
1992
Demand
Opportunity Case
Reference Case

# SOMMAIRE DES PRÉVISIONS FINANCIÈRES ET ÉCONOMIQUES DE L'ASSOCIATION PÉTROLIÈRE DU CANADA 1984 - 1993

PRÉSENTÉ AU

COMITÉ SÉNATORIAL DE L'ÉNERGIE
ET DES RESSOURCES NATURELLES

LE 10 AVRIL 1984

NE PAS DIFFUSER AVANT
9 h 30, LE 10 AVRIL 1984

# SOMMAIRE

- **Le secteur du pétrole et du gaz pourrait, si le régime fiscal et de fixation des prix était plus avantageux:**
  - **— créer 300 000 emplois permanents additionnels d'ici 1992 (ou 1,8 million d'années-personnes d'emploi)**
  - **— augmenter le PNB en 1992 d'environ 2,5 p. 100 en valeur réelle (6 p. 100 en dollars courants)**
  - **— réaliser l'autarcie pétrolière dès le début des années 90.**

- **Le secteur du pétrole et du gaz pourrait réagir rapidement et efficacement aux initiatives gouvernementales parce que:**
  - **— la production additionnelle de pétrole peut être immédiatement mise en marché**
  - **— les découvertes de gaz naturel pourront être mises en marché dès que les nouvelles installations seront construites**
  - **— la plupart des ressources énormes du Canada peuvent être exploitées aux prix internationaux projetés pourvu que la politique pétrolière offre des mesures d'incitation plus attrayantes**

## INTRODUCTION

L'Association pétrolière du Canada représente plus de 70 sociétés canadiennes et étrangères dans l'industrie du pétrole et du gaz qui, ensemble, produisent près de 85 p. 100 du pétrole brut et du gaz naturel au Canada.

Ce sommaire énonce les résultats d'une enquête d'un an menée par les 18 membres du groupe de travail de l'APC sur la politique en matière de pétrole et de gaz. Cette étude globale s'est orientée en fonction de deux grandes considérations:

* les activités de notre industrie sont bien en deçà de son potentiel économique; et
* si notre industrie produisait à des niveaux plus proches de sa capacité, elle pourrait faire une importante contribution à la reprise de notre économie.

## LE GROUPE DE TRAVAIL

Les membres du groupe de travail (qui représentaient de façon équilibrée les sociétés canadiennes et étrangères) se sont donc penchés sur les questions suivantes:

* les avantages économiques et autres pour le Canada d'un niveau accru d'activité dans l'industrie du pétrole et du gaz; et
* les politiques favorables à une intensification de l'activité.

Nous avons créé des scénarios représentant deux niveaux d'activité différents dans l'industrie (correspondant à deux orientations politiques distinctes) puis nous avons évalué l'incidence sur le Canada d'un scénario plus dynamique.

## LES SCÉNARIOS:

| | |
|---|---|
| Régime actuel | (Activité possible de l'industrie sous le régime actuel de fixation des prix et d'imposition) |
| Régime modifié | (Activité possible de l'industrie si les politiques sont modifiées) |

## L'ÉVALUATION

Conscients de l'utilité d'une analyse faite par une tierce partie, nous avons chargé la Chase Econometrics Canada d'effectuer des démonstrations extensives basées sur ces deux scénarios, de façon à évaluer l'incidence sur le Canada du régime modifié.

## HYPOTHÈSES

Régime actuel et régime modifié:

* Travailler à partir de données modérées
* Considérer la technologie et la main-d'œuvre actuelles seulement; et
* Projeter ces données et conditions sur une période de neuf ans (1984-1992)

## SIGNIFICATION

Quoique réalistes, les scénarios ne sont que des exemples. Ce qui compte, ce ne sont pas les chiffres utilisés dans chacun d'eux, mais l'écart entre les avantages que retirerait le Canada dans l'un et dans l'autre cas. Cet écart illustre les possibilités actuellement inexploitées.

## POSSIBILITÉS

Les possibilités pourraient être rapidement exploitées, car:

* la conjoncture actuelle ralentie réagira à l'effet multiplicateur applicable de l'activité du secteur pétrolier et gazier;
* la production supplémentaire de pétrole sera immédiatement commercialisable;
* les découvertes de gaz naturel seront commercialisables lorsque de nouvelles installations auront été construites; et
* cette industrie a toujours réagi avec célérité et dynamisme à l'amélioration des conditions économiques.

## AVANTAGES

### Introduction

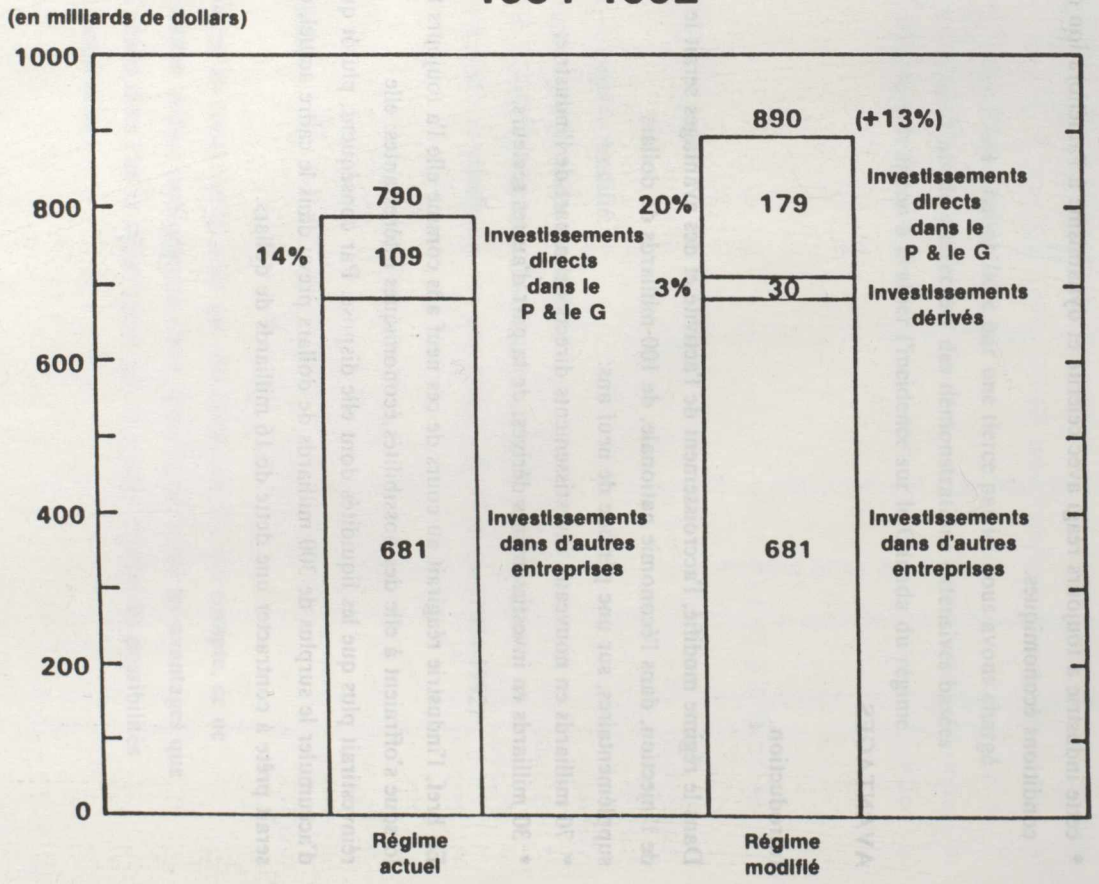
Dans le régime modifié, l'accroissement de l'activité et des avantages serait le fruit de l'injection, dans l'économie nationale, de 100 milliards de dollars supplémentaires, sur une période de neuf ans:

* 70 milliards en nouveaux investissements directs de la part de l'industrie;
* 30 milliards en investissements dérivés, de la part d'autres secteurs.

En bref, l'industrie réagirait au cours de ces neuf ans comme elle l'a toujours fait lorsque s'offraient à elle des possibilités économiques intéressantes: elle réinvestirait plus que les liquidités dont elle dispose. Par conséquent, plutôt que d'accumuler le surplus de 300 milliards de dollars prévu dans le cadre actuel, elle serait prête à contracter une dette de 16 milliards de dollars.

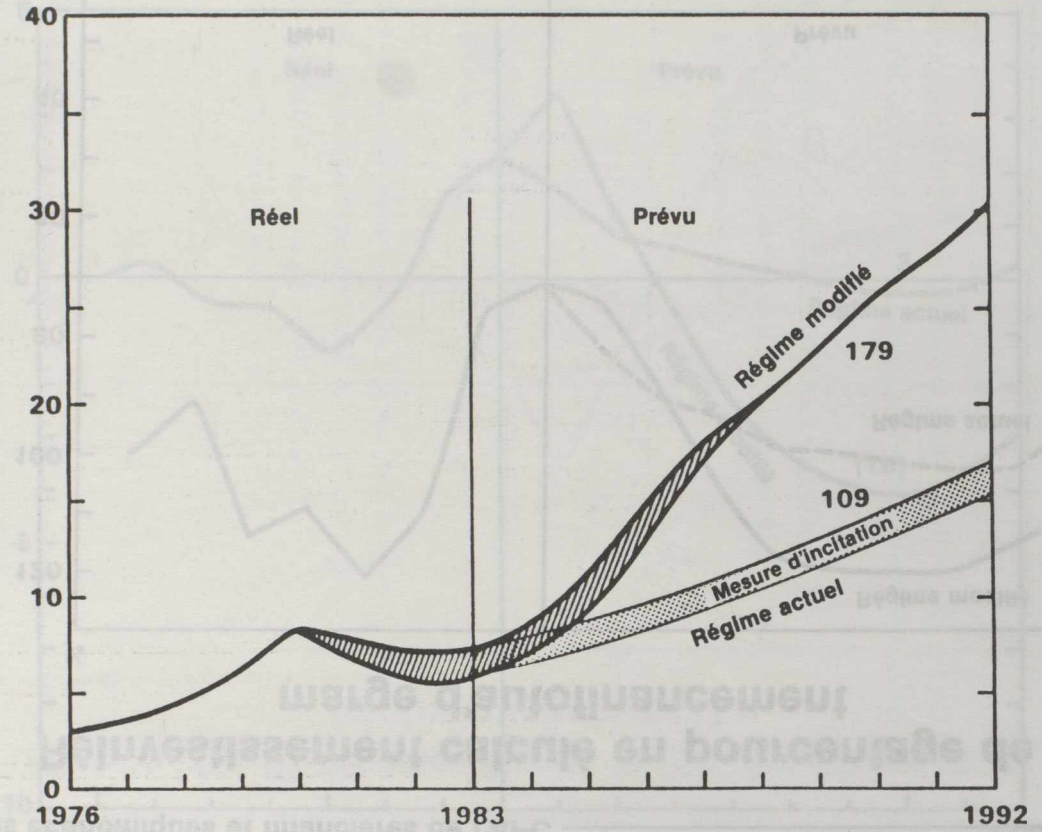
Prévisions de l'APC relatives aux investissements et à l'économie

# Investissements dans les entreprises canadiennes 1984-1992



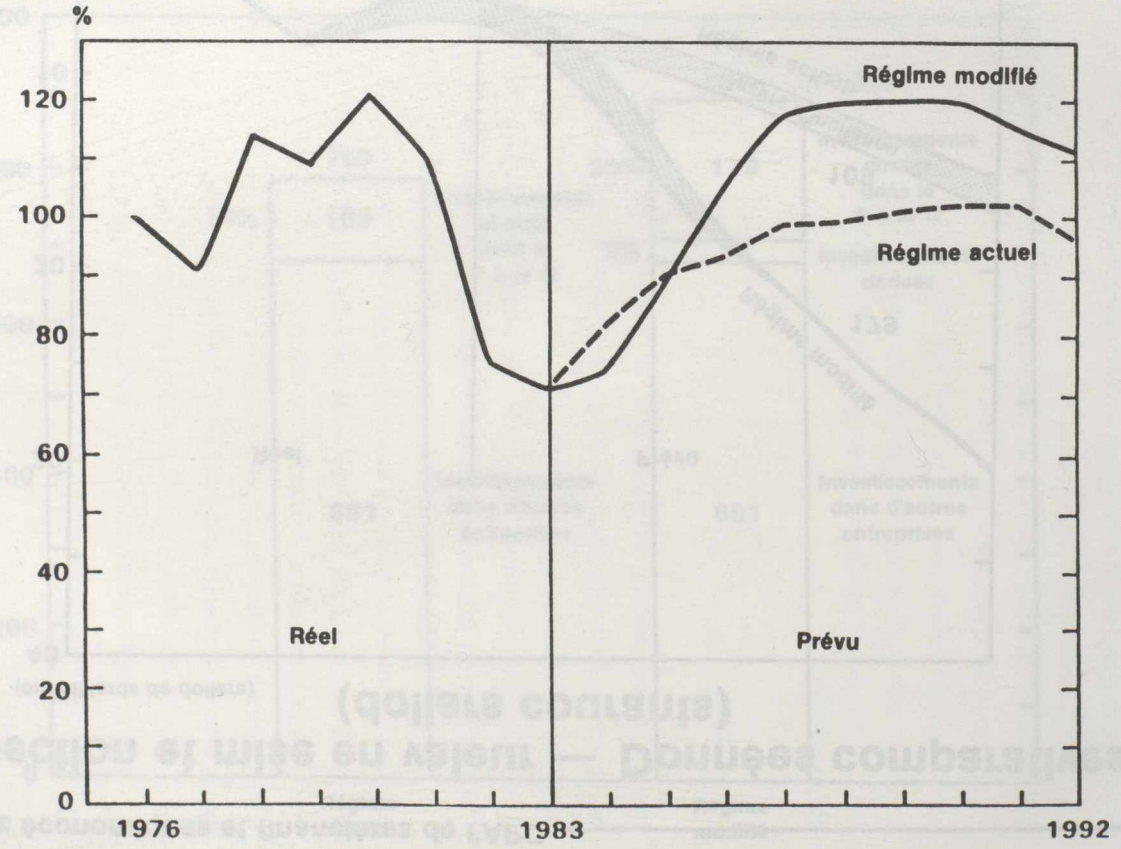
Prévisions économiques et financières de l'APC

## Prospection et mise en valeur — Données comparatives (dollars courants)



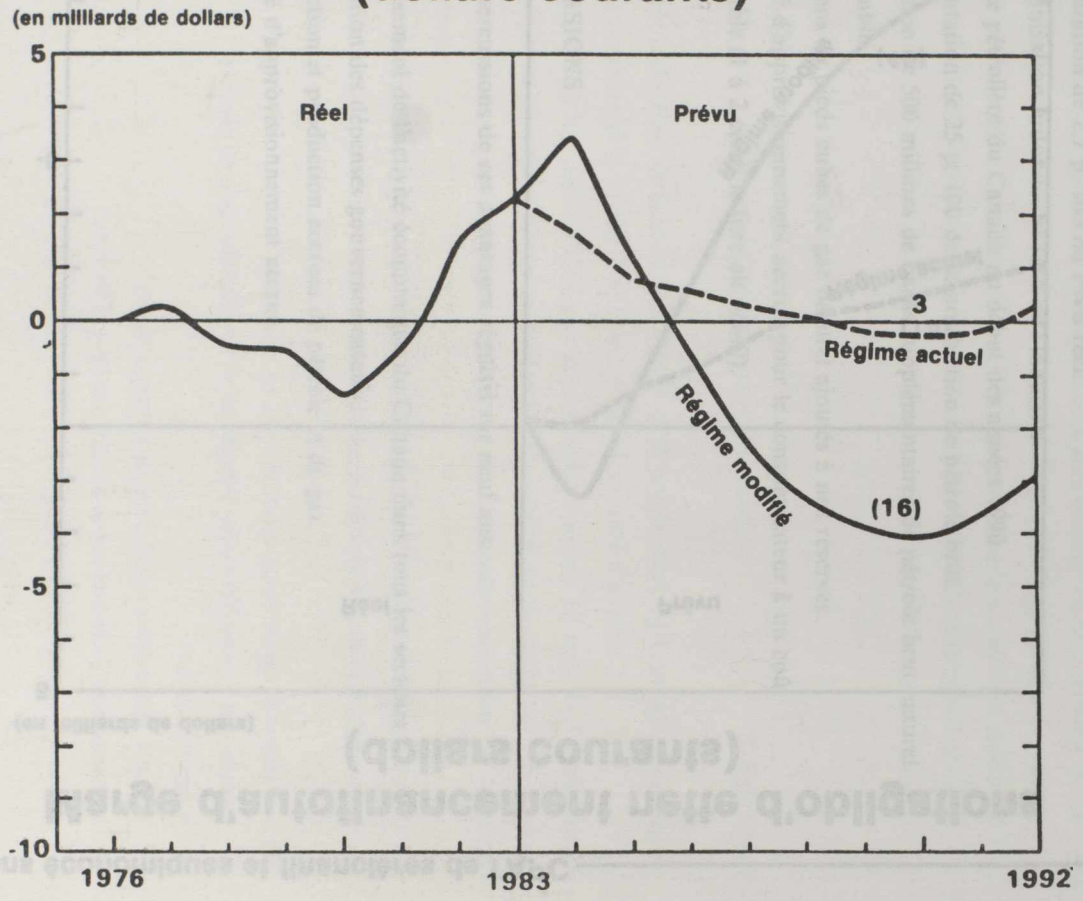
Prévisions économiques et financières de l'APC

## Réinvestissement calculé en pourcentage de la marge d'autofinancement



Prévisions économiques et financières de l'APC

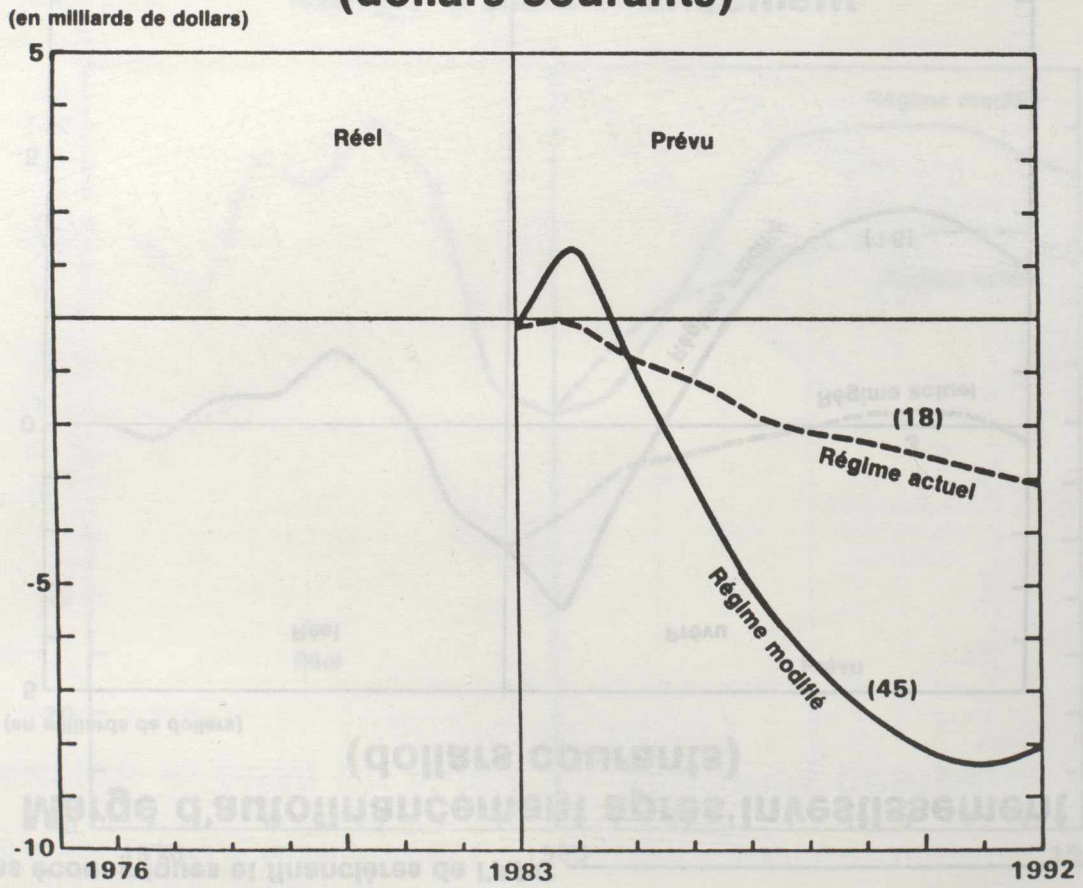
## Marge d'autofinancement après investissement (dollars courants)




36748-4

Prévisions économiques et financières de l'APC

## Marge d'autofinancement nette d'obligations (dollars courants)



## AVANTAGES

Avantages sur dix ans du régime modifié par rapport au régime actuel:

— Création d'emplois: augmentation de 12 p. 100
(1,8 million d'années-personnes d'emplois, c'est-à-dire 300 000 emplois permanents).
— Baisse de 1 p. 100 du taux de chômage.
— Augmentation de 2,7 p. 100 du PNB réel.
— Canadianisation ordonnée et sûre de l'industrie.
— Autarcie pétrolière du Canada au début des années 1990.
— Augmentation de 25 p. 100 de la production de pétrole brut.
— Production de 500 millions de barils supplémentaires de pétrole brut naturel récupérable.
— 10 billions de pieds cubes de gaz naturel ajoutés à nos réserves.
— Sécurité d'approvisionnement accrue pour le consommateur à un coût négligeable (1 à 2 cents le litre au détail).

## RÉPERCUSSIONS

Voici les répercussions de ces avantages répartis sur neuf ans:

— Accroissement de l'activité économique du Canada dans tous les secteurs.
— Diminution des dépenses gouvernementales.
— Prospection et production accrues de pétrole et de gaz.
— Sécurité d'approvisionnement accrue.

## INCONVÉNIENTS

Et voici le revers de la médaille:

— Légère ondulation du taux d'inflation (6,25 p. 100 au lieu de 6 p. 100) au milieu des années 1980.
— L'accroissement des importations dans le secteur manufacturier (par suite d'une activité accrue) viendra plus que compenser l'avantage qu'aurait sur la balance des paiements le compte courant d'environ 20 milliards de dollars de bénéfices supplémentaires réalisés dans le commerce du pétrole brut, auxquels s'ajoute l'augmentation de 3 milliards de dollars de la valeur des exportations de gaz naturel.

## POLITIQUE

Introduction:

Normalement, ce sont les secteurs financiers, et non les marchés, qui déterminent l'activité des industries dont le financement est largement tributaire de la confiance qu'ont les investisseurs dans les régions d'imposition, et de redevances.

Par conséquent, les modifications apportées aux politiques dans le cadre du régime modifié, portent sur ces deux questions.

Les objectifs du régime fiscal modifié sont les suivants:
— Assurer un revenu libre plus important aux industries qui, en retour, le réinvestiraient.
— Assurer des recettes adéquates au gouvernement.
— Récompenser l'efficacité et le succès plutôt que l'effort.
— Accroître la simplicité, la stabilité et l'aspect prévisible du système.

Conséquence de ces modifications, comme on le verra: un niveau d'activité industriel considérablement plus élevé.

## MODIFICATIONS

Régime modifié:

— Fixation du prix du pétrole et du gaz naturel sur les marchés.
— Part accrue de revenus pour l'industrie.
— Stimulation de la canadianisation grâce aux incitations offertes aux investisseurs.
— Stimulants fiscaux pour les investissements plutôt que des subventions.
— Règlements et modalités d'application simplifiés.
— Politique soutenue de consultation entre le gouvernement et l'industrie.

## POLITIQUE

* Fixation du prix du marché du gaz naturel et du pétrole.

Ce changement accroîtrait l'efficacité sur le plan de la production, du transport et de la consommation et la concurrence avec d'autres sources d'énergie.

L'APC soumet cette recommandation sous réserve des conditions suivantes:

* Le gouvernement conserverait un droit d'intervention advenant une crise pétrolière; et
* Compte tenu de la complexité des mécanismes de commercialisation du gaz naturel, tout changement à cet égard devrait faire l'objet de discussions et d'une application prudente.

POLITIQUE

* Augmentation de la part des revenus de l'industrie

L'augmentation est attribuable à un ensemble de facteurs: accroissement des revenus (hausse des prix mondiaux pour le pétrole), augmentation de la production et baisse des impôts, taxes et redevances. Comme l'illustre le régime modifié, l'industrie réagit à cette situation en augmentant sensiblement ses investissements.

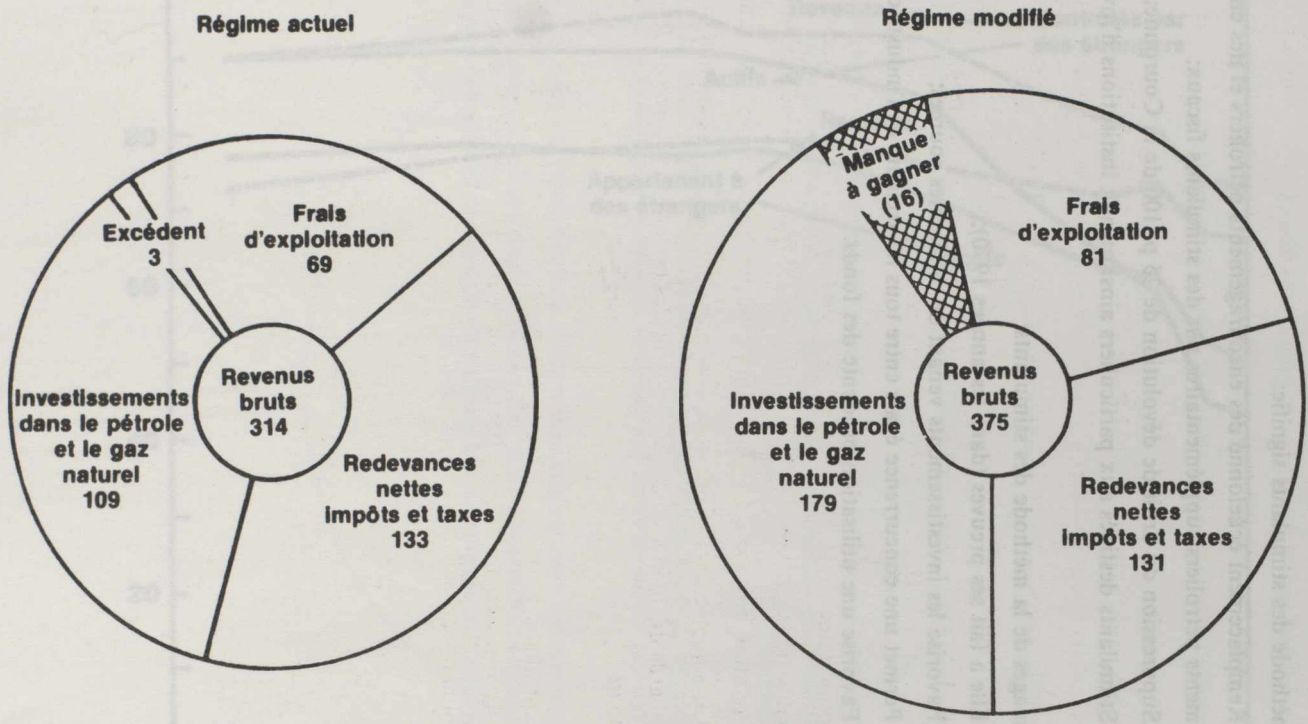
À des fins d'illustration, le régime modifié présume que les impôts, taxes et redevances représentent 44 p. 100 des revenus d'exploitation (au lieu de 54 p. 100 en vertu du régime actuel). Il en résulte une augmentation de 30 milliards de dollars de la marge d'autofinancement de l'industrie. Les gouvernements, par ailleurs, n'accusent aucune perte absolue de recettes: leur pourcentage total inférieur est calculé en fonction d'un total beaucoup plus important.

En raison d'une augmentation des prix et de la production, les revenus nets de l'industrie augmenteront de 49 milliards de dollars (après déduction des frais d'exploitation plus élevés) au cours des neuf prochaines années. Au total, l'industrie augmentera ensuite ses investissements nets (après stimulants) de 79 milliards de dollars ou ses dépenses brutes (avant stimulants) de 70 milliards de dollars.

Cela entraînera à son tour des investissements de 30 milliards de dollars de la part d'autres secteurs. L'augmentation totale des dépenses serait donc de 100 milliards de dollars.

Prévisions économiques et financières de l'APC

# MARGE D'AUTOFINANCEMENT
## ($ milliards)



POLITIQUE

* Promotion de la canadianisation par l'octroi de stimulants à l'investissement.
* Stimulants fiscaux à l'investissement au lieu de subventions.

La méthode des stimulants signifie:

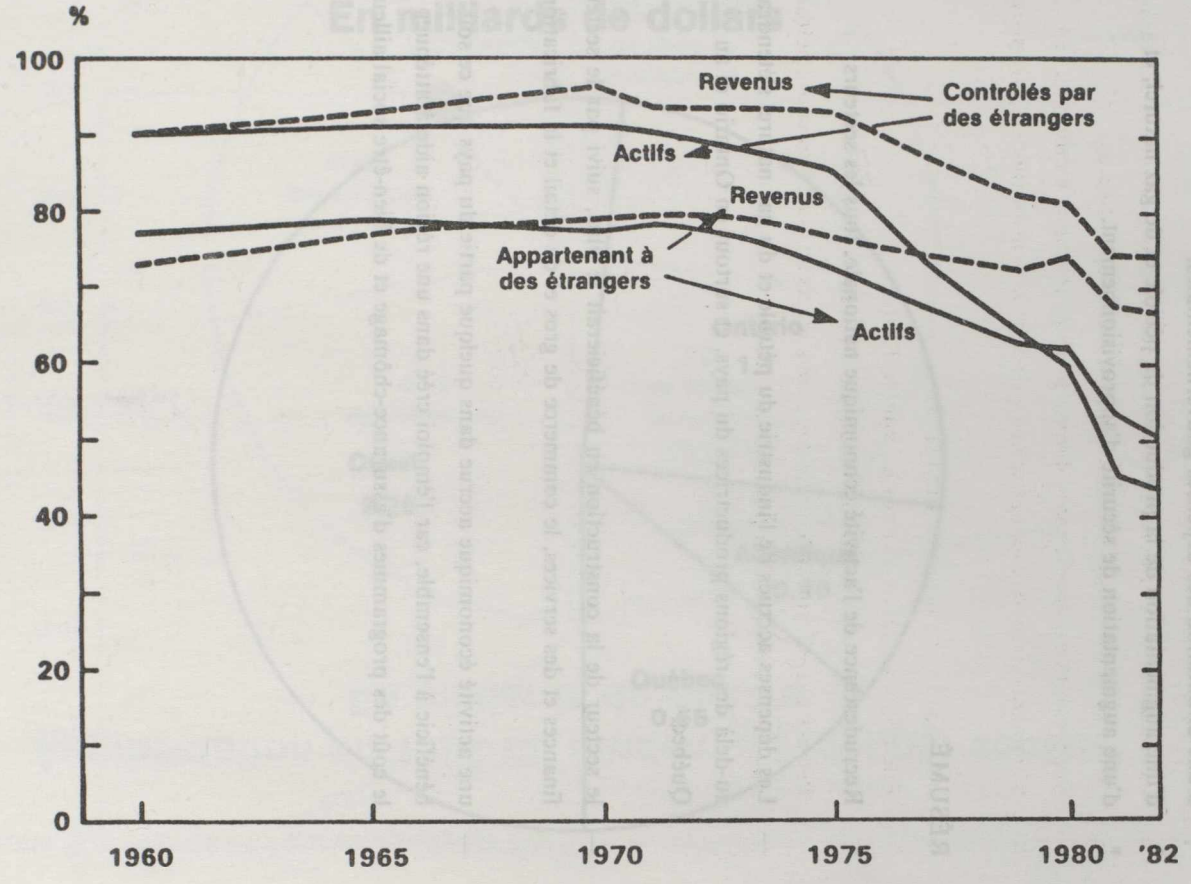
— Remplacement échelonné des encouragements pétroliers et des encouragements pétroliers supplémentaires par des stimulants fiscaux;
— Suppression du droit de dévolution de 25 p. 100 de la Couronne; et
— Stimulants destinés aux particuliers ainsi qu'aux institutions d'investissements.

Avantages de la méthode des stimulants:

— Elle a fait ses preuves (dans les années 1970);
— Favorise les investissements venant de différentes sources;
— Permet une concurrence égale entre tous les secteurs de l'industrie pétrolière; et
— Favorise une utilisation prudente des fonds.

**Prévisions financières et économiques de l'APC**

## Canadianisation du pétrole et du gaz naturel



RÉSUMÉ

Ces modifications de politique favoriseraient une activité industrielle plus dynamique et entraîneraient des avantages importants pour le pays; sous forme

* d'une augmentation de l'activité économique nationale dans tous les secteurs;
* d'une diminution des dépenses gouvernementales;
* d'une augmentation de la production de pétrole et de gaz naturel; et
* d'une augmentation de sécurité d'approvisionnement.

RÉSUMÉ

* Recrudescence de l'activité économique nationale, tous les secteurs

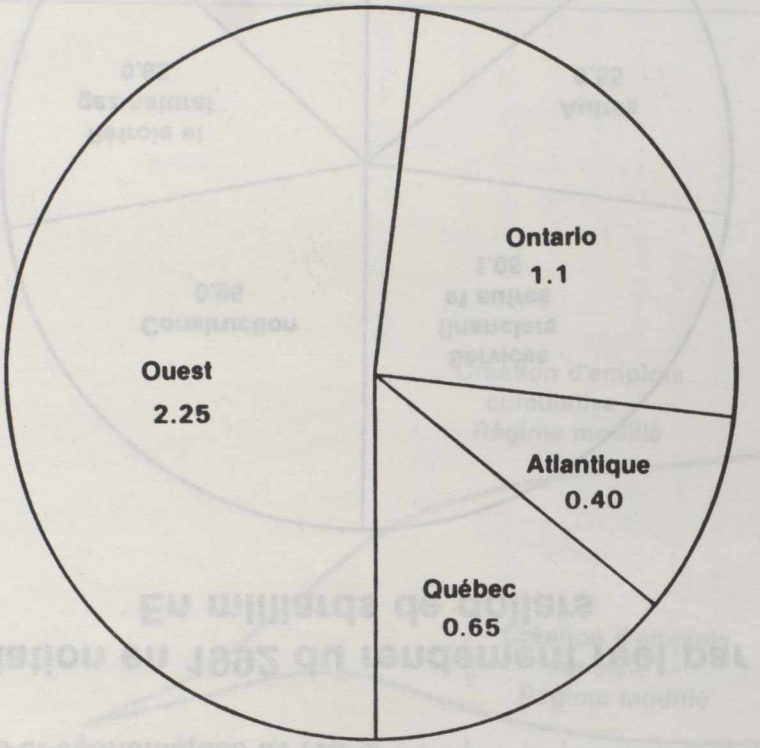
— Les dépenses accrues de l'industrie du pétrole et du gaz naturel s'étendraient au-delà des régions productrices du pays, et surtout en Ontario et au Québec;

— le secteur de la construction en bénéficierait le plus, suivi par le secteur des finances et des services, le commerce de gros et de détail et la fabrication; et

— une activité économique accrue dans quelque partie du pays que ce soit bénéficie à l'ensemble, car l'emploi créé dans une région aide à atténuer le coût des programmes d'assurance-chômage et de bien-être social ailleurs.

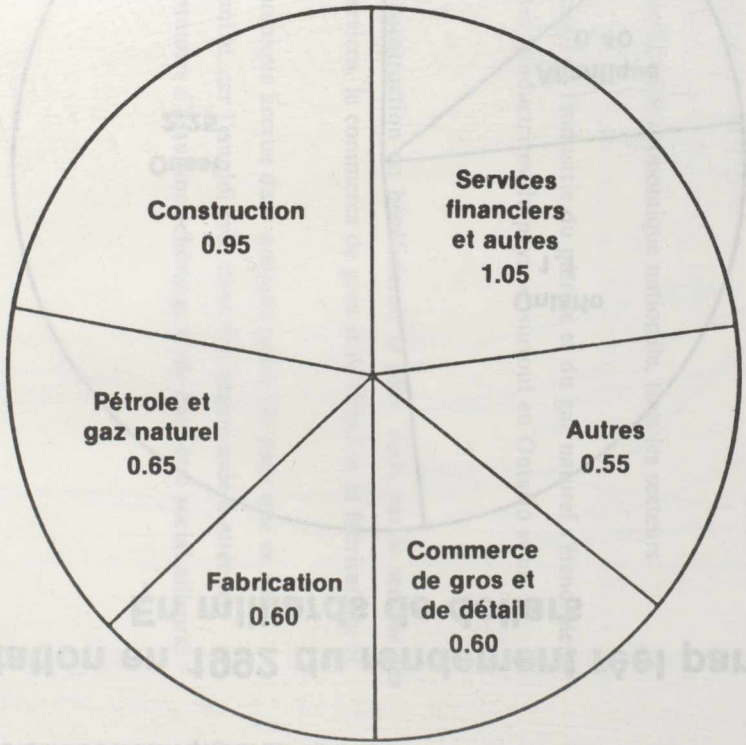
Prévisions financières et économiques de l'APC

## Augmentation en 1992 du rendement réel par région
## En milliards de dollars



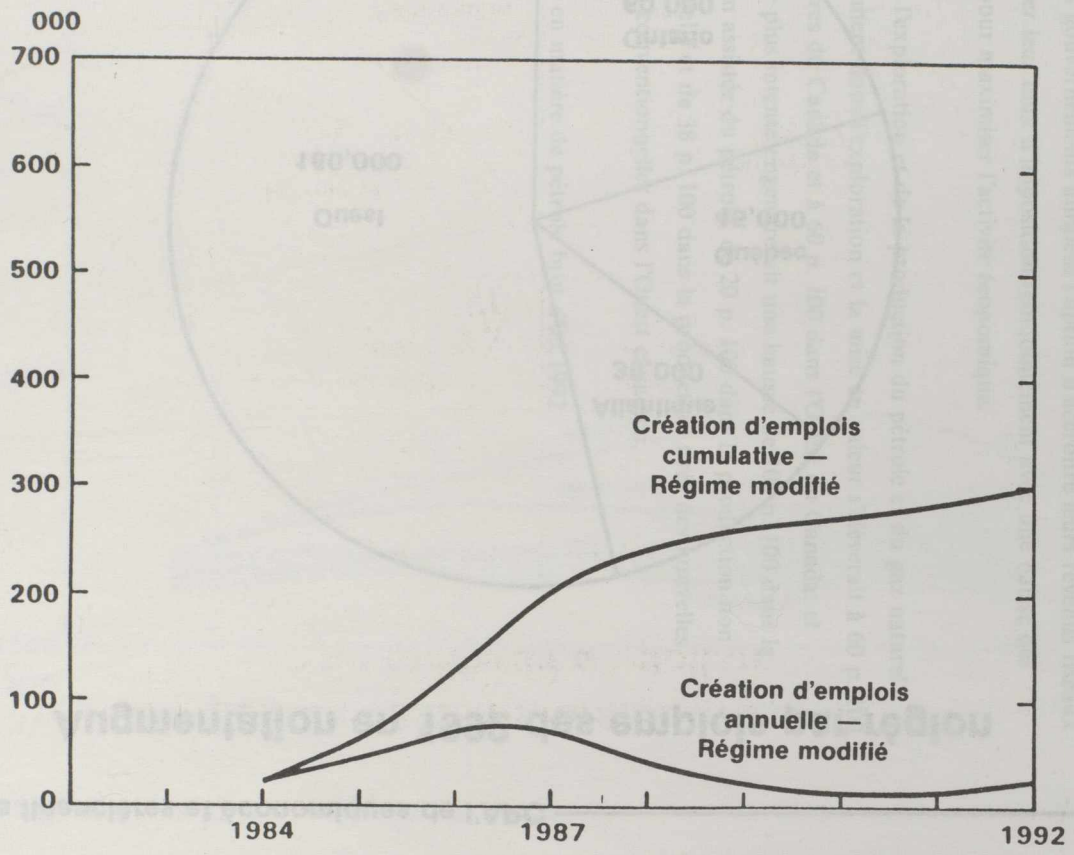
Prévisions financières et économiques de l'APC

## Augmentation en 1992 du rendement réel par secteur
## En milliards de dollars



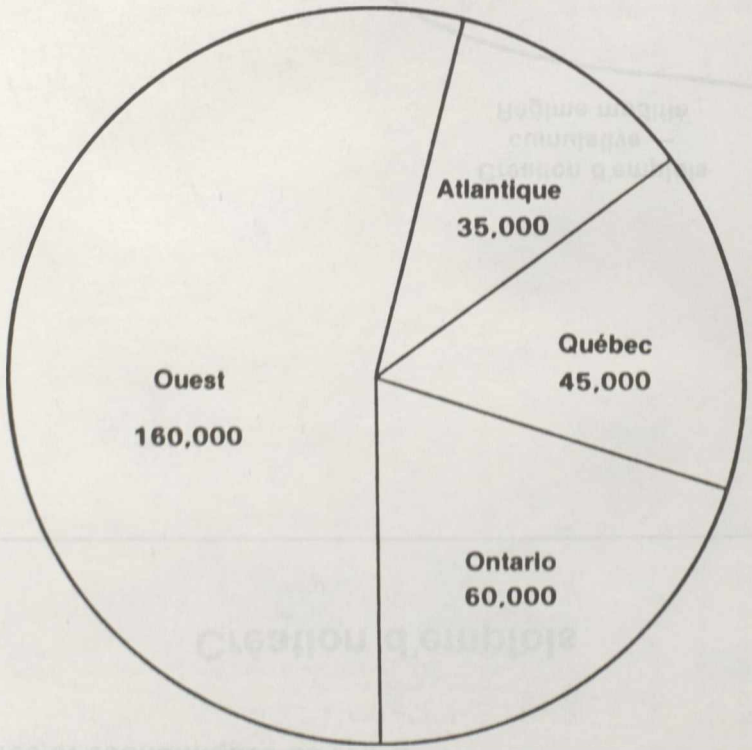
Prévisions financières et économiques de l'APC

## Création d'emplois



Prévisions financières et économiques de l'APC

## Augmentation en 1992 des emplois par région



* Diminution des dépenses gouvernementales

— Lorsque plus de personnes travaillent, les déboursés des gouvernements diminuent (épargne de plus de 1 milliard de dollars par année en paiements d'assurance-chômage seulement).

* Revenus gouvernementaux

— Étant donné que l'investissement canadien est supérieur dans le régime modifié, les gouvernements auraient l'option d'accroître leurs revenus fiscaux ou d'abaisser leur taux d'imposition (conjointement avec une baisse des dépenses) pour maximiser l'activité économique.

* Relance de l'exploration et de la production du pétrole et du gaz naturel

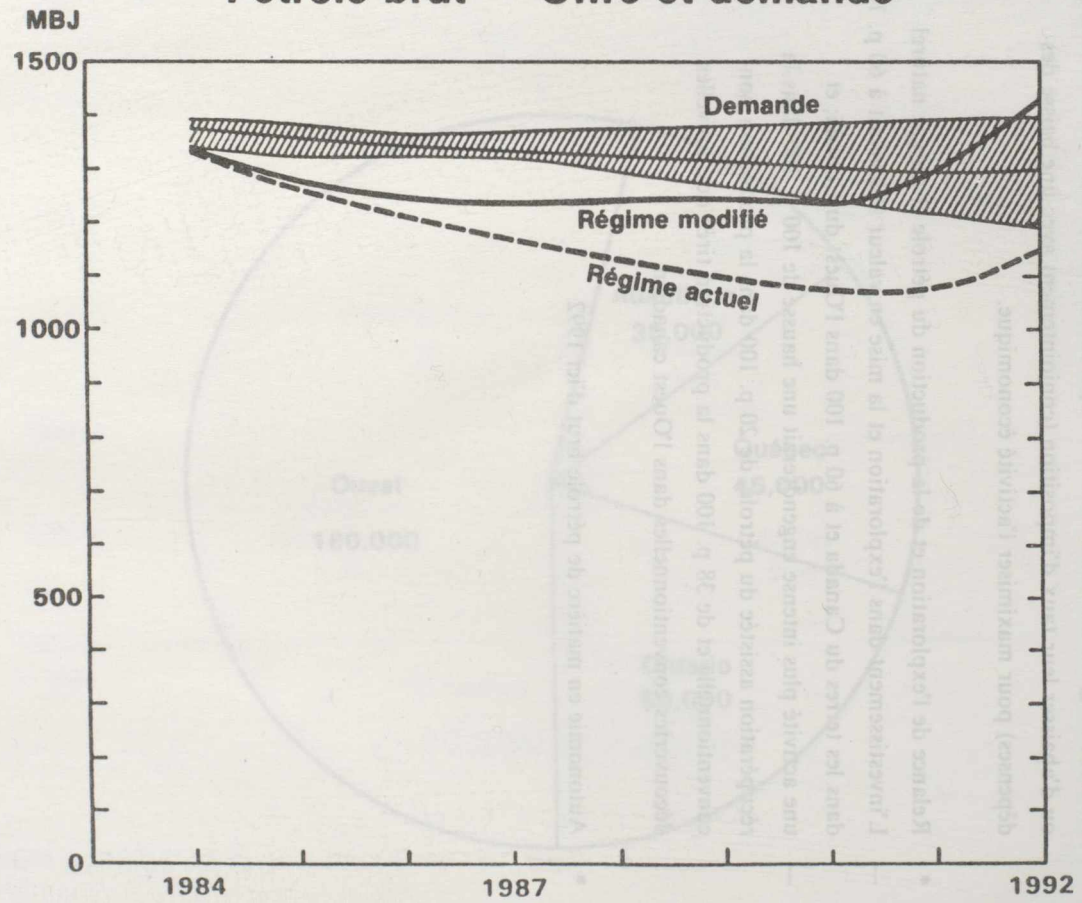
— L'investissement dans l'exploration et la mise en valeur s'élèverait à 60 p. 100 dans les terres du Canada et à 60 p. 100 dans l'Ouest du Canada; et

— une activité plus intense engendrerait une hausse de 100 p. 100 dans la récupération assistée du pétrole, de 20 p. 100 dans la production non conventionnelle et de 38 p. 100 dans la production tirée des nouvelles découvertes conventionnelles dans l'Ouest canadien.

* Autonomie en matière de pétrole brut d'ici 1992

**Prévisions financières et économiques de l'APC**

## Pétrole brut — Offre et demande



SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing Committee on*

# Energy and Natural Resources

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

WITNESSES—TÉMOINS

APPEARING:

The Honourable Charles L. Caccia, P.C., M.P.,
Minister of the Environment.

COMPARAÎT:

L'honorable Charles L. Caccia, c.p., député,
ministre de l'Environnement.

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the Canadian Petroleum Association:*

Mr. A. R. (Arne) Nielsen, Chairman of the Board and Chief Executive Officer, Canadian Superior Oil Ltd.;

Mr. R. H. (Harry) Carlyle, Senior Vice President, Gulf Canada Resources Inc.;

Mr. Tony Stikeman, Senior Staff Economist, Shell Canada Resources Limited;

Mr. Leo de Bever, Director, Chase Econometrics Canada;

Mr. Ian R. Smyth, Executive Director, Canadian Petroleum Association.

*De l'Association pétrolière du Canada:*

M. A. R. (Arne) Nielsen, président du Conseil d'administration et directeur exécutif, *Canadian Superior Oil Ltd.*;

M. H. (Harry) Carlyle, vice-président principal, Ressources Gulf Canada Inc.;

M. Tony Stikeman, économiste principal, Ressources Shell Canada Limitée;

M. Leo de Bever, directeur, *Chase Econometrics Canada*;

M. Ian R. Smyth, directeur exécutif, l'Association pétrolière du Canada.

Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, April 17, 1984

**Issue No. 3**

**First Proceedings on:**

Review of *Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*

Le mardi 17 avril 1984

**Fascicule nº 3**

**Premier fascicule concernant:**

L'Examen de *Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60e parallèle*

APPEARING:

The Honourable Charles L. Caccia,
P.C., M.P.,
Minister of the Environment

COMPARAÎT:

L'honorable Charles L. Caccia, c.p.,
député,
ministre de l'Environnement

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

36756—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

## ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 2, 1984:

"The Honourable Senator Hastings for the Honourable Senator Lucier moved, seconded by the Honourable Senator Bosa:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, entitled: "Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°", tabled in the Senate on 30th March, 1983, and to enquire into any matter related thereto;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada;

That the papers and evidence received and taken on the subject and the work accomplished during the First Session of the Thirty-second Parliament be referred to the Committee; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the purpose of consideration of legislation and other matters as may be referred to it.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

## ORDRE DE RENVOI

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 2 février 1984:

«L'honorable sénateur Hastings, au nom de l'honorable sénateur Lucier, propose, appuyé par l'honorable sénateur Bosa:

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à étudier les recommandations contenues dans le cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, intitulé: «Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60e parallèle», déposé au Sénat le 30 mars 1983, ainsi que toute autre question y afférente;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la première session du trente-deuxième Parlement soient déférés au Comité;

Que le Comité soit autorisé à retenir les services des conseillers et du personnel technique, de bureau et autre dont il pourra avoir besoin pour étudier les mesures législatives et autres questions qui pourront lui être soumises.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*
Charles Lussier
*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, APRIL 17, 1984
(6)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 10:06 a.m., with the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Doody, Guay, Hastings, Le Moyne, Molgat and Thériault. (7)

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant—ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

*Appearing:* The Honourable Charles L. Caccia, P.C., M.P., Minister of the Environment.

*Witnesses:*

*From the Department of the Environment:*

Mr. Jacques Gérin, Deputy Minister;

Dr. E. Fred Roots, Science Advisor;

Dr. Andrew H. Macpherson, Regional Director General, Western and Northern Region;

Mr. C. A. (Sandy) Lewis, Senior Policy Advisor.

The Committee proceeded to consider matters related to a review of the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled: *Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, as authorized by the Senate on February 2, 1984.

The minister made a statement and answered questions in collaboration with the other witnesses.

At 11:17 a.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 17 AVRIL 1984
(6)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 10 h 06 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Doody, Guay, Hastings, Le Moyne, Molgat et Thériault. (7)

*Aussi présents: De la bibliothèque du Parlement, service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef; M^me^ Lynne C. Myers, attachée de recherche et M. Philip DeMont, adjoint à la recherche—ÉGALEMENT M. Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité.

*Comparaît:* L'honorable Charles L. Caccia, c.p., député, ministre de l'Environnement.

*Témoins:*

*Du ministère de l'Environnement:*

M. Jacques Gérin, sous-ministre;

M. E. Fred Roots, conseiller en sciences;

M. Andrew H. Macpherson, directeur général régional pour la région de l'Ouest et du Nord;

M. C. A. (Sandy) Lewis, conseiller principal en politique.

Le Comité étudie les questions relatives à un examen des recommandations contenues dans le Cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord intitulé: *Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60^e^ parallèle,* autorisé par le Sénat le 2 février 1984.

Le ministre fait une déclaration puis répond aux questions, en collaboration avec les autres témoins.

A 11 h 17, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, April 17, 1984

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 9.45 a.m. to consider matters relating to a review of the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled: "*Marching to the Beat of the Same Drum*".

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, I propose to begin the meeting, although the Minister is still involved in a Cabinet meeting. We will start with Mr. Jacques Gérin, the Deputy Minister, who can field some questions for us prior to the arrival of the Minister, who will have a statement to make on his arrival.

Is that agreeable?

**Hon. Senators:** Agreed.

**The Chairman:** Honourable senators, this meeting is held in connection with our reference from the Senate to examine the government's response to the Fifth Report of the Special Senate Committee on the Northern Pipeline, *Marching to the Beat of the Same Drum*, which was tabled in the Senate in March of 1983 and which was the result of a comprehensive study by that committee on the transportation of petroleum North of 60°.

Before going to questions, I will ask Mr. Gérin to introduce those accompanying him this morning.

**Mr. Jacques Gérin, Deputy Minister, Environment Canada:** Thank you, Mr. Chairman. On my left, Mr. Chairman, is Dr. Fred Roots, the Science Advisor of the department. On my immediate right is Dr. Andrew Macpherson, the Regional Director General for the Western and Northern Region, which includes the Northwest Territories; and next to him, Mr. Sandy Lewis, the Senior Policy Advisor on the North.

Of you are agreeable, we will all participate in answering questions, as my colleagues are much more knowledgeable than I about what is taking place.

**The Chairman:** Perhaps I might ask the first question, Mr. Gérin. I go back to our old friend the $30 million Environmental Studies Revolving Fund, a fund administered by COGLA and DIAND. I believe it is $15 million from each. This was a fund established for environmental studies in the North.

Can you explain to the committee the input of the Department of the Environment into this fund in respect of studies by COGLA and DIAND directed at the environment?

**Mr. Gérin:** Mr. Chairman, honourable senators, the department is a member of the board that administers the fund. There is a single board that administers both funds. While in law there are two separate funds, there is a single administration which brings together the Department of Indian Affairs

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 17 avril 1984

[*Translation*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 h 45 pour étudier certaines questions concernant l'examen des recommandations contenues dans le Cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord intitulé «*Sur la même longueur d'onde*».

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, je propose que nous commencions la séance, bien que le ministre soit retenu par une séance du Cabinet. Nous allons débuter par le témoignage de M. Jacques Gérin, le sous-ministre, auquel nous allons poser des questions avant l'arrivés du ministre, qui nous fera une déclaration dès qu'il sera là.

La proposition est-elle acceptée?

**Des voix:** Accepté.

**Le président:** Honorables sénateurs, la présente séance est la conséquence de l'ordre de renvoi que nous avons reçu du Sénat pour étudier la réaction du gouvernement au Cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, intitulé «*Sur la même longueur d'onde*», qui a été déposé au Sénat en mars 1983 à la suite de l'étude exhaustive entreprise par ce Comité sur le transport du pétrole au nord du 60e parallèle.

Avant de passer aux questions, je vais demander à M. Gérin de nous présenter les personnes qui l'accompagnent ce matin.

**M. Jacques Gérin, sous-ministre, Environnement Canada:** Merci, monsieur le Président. A ma gauche, monsieur le Président, voici M. Fred Roots, conseiller scientifique du ministère. Voici à ma droite M. Andrew Macpherson, directeur général régional pour l'Ouest et le Nord, qui est notamment responsable des Territoires du Nord-Ouest, et à sa droite, M. Sandy Lewis, premier conseiller pour le Nord.

Si vous voulez bien, nous allons tous répondre à vos questions, car mes collègues connaissent la situation mieux que moi.

**Le président:** Je voudrais vous poser la première question, monsieur Gérin. Revenons-en à notre vieille connaissance, le Fonds renouvelable des études sur l'environnement, d'un montant de 30 millions de dollars, qui est administré par l'APGTC et par le ministère des Affaires indiennes et du Nord. Je crois que le Fonds reçoit 15 millions de dollars de chacun des deux ministères. Il a été constitué pour le financement des études sur l'environnement dans le Nord.

Pouvez-vous expliquer au Comité quel rôle joue le ministère de l'Environnement dans ce Fonds en ce qui concerne les études de l'environnement entreprises par l'APGTC et par le ministère des Affaires indiennes?

**M. Gérin:** Monsieur le Président, honorables sénateurs, notre ministère fait partie du conseil qui administre le Fonds. En fait, il existe un conseil d'administration unique pour les deux fonds. D'après la loi, il existe deux fonds séparés, mais qui sont administrés conjointement par le ministère des Affai-

[*Text*]

and Northern Development, EMR, Environment Canada, Fisheries and Oceans, and COGLA, the administrator. As a member of that board we have a say in the decisions as to what programs will be funded. We can, of course, submit proposals for study and examination ourselves. The fund will entertain proposals from the private sector—industrial research and private non-governmental organizations—and from government departments where there is research carried out that is eligible under the fund.

**The Chairman:** You say that the fund is administered by a board. As I recall the evidence presented to the committee, there are two committees: one chaired by COGLA and the other by DIAND.

Does this board supplant those committees? Are they no longer in existence?

**Mr. Gérin:** I will ask Dr. Roots to expand on that.

**Dr. E. Fred Roots, Science Advisor, Environment Canada:** Mr. Chairman, the advisory board to which Mr. Gérin has referred acts as a directing committee for both funds. It establishes priority categories into which the fund allocations are divided. The administration of the fund is by COGLA for the Northern area and by EMR for the Southern area. Under the priority categories established by the advisory board, the directing committees are established for the different priority areas that have been selected by the advisory board. The administration is done by the more specialized committees. The advisory board is common to both.

**The Chairman:** This is a revolving fund. In other words, you assess against the industry the expenditures this year in order to maintain the fund at $30 million. Is that correct?

**Mr. Gérin:** That is correct, Mr. Chairman.

**The Chairman:** How much did you spend last year?

**Mr. Gérin:** Again, I will ask Dr. Roots to respond.

**Dr. Roots:** About $4 million was spent last year, Mr. Chairman. We expect that in the current year it will be about $2 million more. The figures are not all in.

**The Chairman:** Why would you not have spent the $30 million?

**Mr. Gérin:** The fund was a long time in getting started. It took a while. I do not recall when the first operational meeting of that board was, but it was fairly late in the last fiscal year and, therefore, we have not had the experience of a full fiscal year.

There is a question, certainly, of momentum, a gaining, if you like, of familiarity with the procedure and how one gets access to the fund. Knowing the kinds of demands there are, I suspect that we will see an upward curve. Clearly, it has been a slow start.

**The Chairman:** You spent $4 million last year, and that $4 million will be replenished by industry, putting you back to

[*Traduction*]

res indiennes et du Nord, par Énergie, Mines et Ressources, par Environnement Canada, par le ministère des Pêches et Océans et par l'APGTC, l'administrateur. En tant que membre de ce conseil, nous intervenons dans les décisions concernant les programmes à financer. Nous pouvons, naturellement, proposer d'entreprendre nous-même des études et des examens. Le Fonds étudie les propositions du secteur privé, notamment des organismes de recherche industrielle et des associations privées, ainsi que celles des ministères qui effectuent des recherches pour lesquelles le Fonds peut intervenir.

**Le président:** Vous dites que le Fonds est administré par un conseil. D'après les témoignages recueillis par le Comité, il existe en fait deux comités, l'un étant présidé par l'APGTC, l'autre par le ministère des Affaires indiennes.

Le Conseil a-t-il supplanté ces deux comités? Ont-ils cessé d'exister.?

**M. Gérin:** Je vais demander à M. Roots de vous répondre.

**M. E. Fred Roots, conseiller scientifique, Environnement Canada:** Monsieur le président, le conseil consultatif dont M. Gérin vient de parler fait fonction de comité directeur des deux fonds. Il détermine les catégories de priorités auxquelles sont destinés les versements du Fonds. Le fonds est administré par l'APGTC pour le secteur nord et par Énergie, Mines et Ressources pour le secteur sud. D'après les catégories de priorité constituées par le Conseil consultatif, on crée des comités directeurs pour les divers secteurs de priorité ainsi déterminés. L'administration est assurée par les comités plus spécialisés, qui relèvent tous deux du Conseil consultatif.

**Le président:** Il s'agit d'un fonds renouvelable. Autrement dit, vous récupérez cette année les dépenses auprès des compagnies afin de maintenir le fonds à un niveau de 30 millions de dollars. Est-ce bien exact?

**M. Gérin:** C'est exact, monsieur le président.

**Le président:** Combien avez-vous dépensé l'année dernière?

**M. Gérin:** Encore une fois, je vais demander à M. Roots de répondre.

**M. Roots:** L'année dernière, nous avons dépensé environ 4 millions de dollars, monsieur le président. Nous prévoyons que pour l'année en cours, il faudra dépenser environ 2 millions de dollars de plus. Mais nous ne connaissons pas encore tous les chiffres.

**Le président:** Pourquoi ne dépensez-vous pas les 30 millions de dollars?

**M. Gérin:** Il a fallu beaucoup de temps pour constituer le fonds. Je ne me souviens pas de la date de la première séance de travail du conseil, mais c'était sans doute à la fin du dernier exercice financier, et nous n'avons donc pas encore eu l'expérience d'une année financière complète.

Il s'agit pour nous de nous familiariser progressivement avec le mode de fonctionnement du fonds, et à la façon d'y accéder. D'après la nature des demandes, je prévois une courbe ascendante. De toute évidence, le départ a été assez lent.

**Le président:** L'année dernière vous avez dépensé 4 millions de dollars, qui vont vous être restitués par le secteur industriel,

[*Text*]

$30 million. You will spend $6 million this year and that $6 million will come back in at the end of the year. At the end of this year, the fund will be back to $30 million.

**Mr. Gérin:** The purpose of the fund, Mr. Chairman, is to ensure that at the beginning of each year there will be that amount of money available. Industry, as you know, pays in after the fact, having put in the initial amount, replenishing the fund each year in accordance with what has been disbursed. The purpose was to ensure that it not be a one-time thing but that the money be available. If it is a slow year and not much money has been spent, the cost to industry to replenish will be less; and, of course, if it has been a fairly active year, industry will have to put in more.

**Senator Guay:** I would like to ask Mr. Gérin, through you Mr. Chairman, what has been accomplished as a result of expenditures from the fund.

What was acomplished?

**The Chairman:** You had $4 million worth of projects last year.

**Senator Guay:** What were those allocations used for?

**Mr. Gérin:** There were some studies on ice scour, the scour from icebergs on the bottom of the sea, and work on waves and sea state, all of which is aimed to aid in the design of the appropriate platforms for drilling.

Perhaps Dr. Roots can spell out other examples of what has been done. I do not suspect that we will see radical innovations, and certainly not in the first years of the operation of this fund. A good deal of the work is aimed at advancing the knowledge. A lot is of an engineering nature aimed at improving the safety and the security of platforms, ships, vessels, and so on, operating in these areas.

If I were asked to describe very briefly the main thrust of the program at the moment, I would say that it is geared to that type of engineering work.

**Senator Guay:** Most of the moneys, then, would go in the way of payments to engineers? The bulk of the money spent would go to pay the wages and salaries of engineers?

**Mr. Gérin:** The bulk of the work is made up of consultant studies, yes. This would involve laboratories, consulting firms, designers, and so on.

**Senator Guay:** One more supplementary, Mr. Chairman.

Are you in communication with Transport Canada and other departments in this particular regard, but particularly Transport Canada?

**Mr. Gérin:** Yes. As part of the fund, we are part of that community. There are other matters on which we deal very closely with the Department of Transport concerning the management of vessels in the Eastern Arctic. But that is a separate issue and one on which we can elaborate further, if you wish.

[*Traduction*]

de sorte que vous allez rester à un niveau de 30 millions de dollars. Vous allez dépenser 6 millions cette année, qui vont vous être restitués à la fin de l'année. A cette époque, le fonds sera toujours de 30 millions de dollars.

**M. Gérin:** Monsieur le président, l'objectif du fonds est d'assurer la disponibilité de cette somme d'argent au début de chaque année. Comme vous le savez, les compagnies remboursent après coup, et les montants accordés en début d'année sont remboursés à la fin de l'année. On a voulu faire en sorte d'éviter le principe de la subvention unique, de façon à conserver des fonds disponibles. Si au cours d'une année donnée, les activités ralentissent, les compagnies auront moins à rembourser; et bien sûr, s'il s'agit d'une année d'intense activité elles rembourseront davantage.

**Le sénateur Guay:** Par votre intermédiaire, monsieur le président, j'aimerais demander à M. Gérin quels ont été les résultats concrets des dépenses du fonds.

Qu'est-ce qui a été réalisé?

**Le président:** L'année dernière, vos projets représentaient un montant de 4 millions de dollars.

**Le sénateur Guay:** Comment a été employé cet argent?

**M. Gérin:** On a entrepris des études sur l'effet de récurage de la glace, notamment le récurage des icebergs sur les fonds marins, et on a travaillé sur les vagues et l'état de la mer, toutes ces études ayant pour objet de faciliter la conception des plates-formes de forage.

M. Roots pourrait sans doute vous donner d'autres exemples de ce qui a été fait. Je ne m'attends pas à ce qu'on nous présente des innovations spectaculaires, du moins pas au cours des premières années de fonctionnement du fonds. Une bonne partie du travail vise à améliorer l'état des connaissances. Il s'agit en grande partie des travaux d'ingénierie visant à améliorer la sûreté et la sécurité des plates-formes et des navires utilisés dans ce secteur.

Pour décrire brièvement l'orientation générale du programme à l'heure actuelle, je dirais qu'il vise essentiellement ce genre de travaux d'ingénierie.

**Le sénateur Guay:** La plus grande partie de cet argent prend donc la forme de versements des ingénieurs. S'agit-il d'honoraires ou de salaires versés à des ingénieurs?

**M. Gérin:** Il s'agit essentiellement d'études d'experts, en effet. L'argent est destiné à des laboratoires, à des cabinets d'experts-conseil, de concepteurs, etc.

**Le sénateur Guay:** Je voudrais poser une question supplémentaire, monsieur le président.

Êtes-vous en contact avec Transport Canada et avec d'autres ministères à cet égard, mais particulièrement avec Transport Canada?

**M. Gérin:** Oui, du fait de notre participation au fonds. Il existe d'autres questions pour lesquelles nous travaillons en étroite collaboration avec le ministère des Transports, notamment pour la gestion des navires dans l'Arctique orientale. Mais il s'agit là d'une question distincte sur laquelle nous pourrons revenir, si vous voulez.

[*Text*]

**The Chairman:** Mr. Gérin, we have now announced the NOGAP program, comprising an expenditure of $130 million over seven years, the purpose of which is to fill in our gaps of knowledge with respect to northern development, including environment. It seems to me we should be making greater use of the various programs. We certainly should be using the resources of the Environmental Studies Revolving Fund to a greater degree than $4 million in the first year and $6 million in the second. I get back to my point that we should be using most, if not all, of the $30 million available through that fund.

Do you have the co-operation of industry in the administration of this fund? Being the ones who pay the bill, are you receiving their input and co-operation?

**Mr. Gérin:** They are partners at the table, Mr. Chairman. After some initial reluctance to be taxed—which, I guess, is quite understandable—one could say that, yes, they are partners and that they are taking a positive approach to what the fund can do. Indeed, they are also some of the prime users of the fund.

You have mentioned NOGAP. One can draw a distinction between the two—and it is not necessarily an absolute distinction. NOGAP is certainly directed at the government. The purpose of NOGAP over the next seven years is for government departments—Environment Canada, EMR, Transport Canada, and so on—to improve their understanding of the issues in the North and their ability to manage them, whereas the Environmental Studies Revolving Fund focuses more directly on the activities of industry, both present and potential. Having said that the latter is used more by industry than by government, let me just reiterate that we are not precluded from access to it.

Let me just ask Dr. Roots whether we made application for an allocation from the fund in the first year.

**Dr. Roots:** Not in the first year, no. We have the Baffin Island Oil Spill Project which we hope to transfer to the fund next year.

**Mr. Gérin:** Perhaps Dr. Roots could elaborate on that, Mr. Chairman, in terms of how the fund would work.

**Dr. Roots:** As Mr. Gérin has indicated, in the first year allocations from the fund concentrated on studying those aspects of the environment which affect the engineering capability of safely producing and delivering oil in the North. It has been rather slower in terms of looking at those areas where the activities involved in producing and transporting oil affect the environment. The first emphasis has been the effect on the environment of the operations. It is hoped by Environment Canada that as the process matures and is more fully developed, more of the fund will be used in looking at the effects on the environment and how to control them.

One type of program which we feel is eminently suited for continuing investigation and research through the Environ-

[*Traduction*]

**Le président:** Monsieur Gérin, nous avons annoncé le programme d'initiative pétrolière et gazières dans le Nord (PIPGN) qui comporte une dépense de 130 millions de dollars répartie sur sept ans, et qui vise à combler nos lacunes concernant le développement du nord, notamment en matière d'environnement. Il me semble que on pourrait tirer un meilleur parti des différents programmes. Nous devrions notamment faire un meilleur usage du fonds renouvelable des études sur l'environnement, en dépensant plus de 4 millions de dollars pour la première année et 6 millions pour la deuxième. Je reviens à mon argument de départ, à savoir qu'il faudrait utiliser la plus grande partie, sinon la totalité des 30 millions de dollars disponibles dans ce fonds.

Est-ce que l'industrie pétrolière et gazière coopère avec vous pour l'administration de ce fonds? Est-ce que vous, qui payez la facture, bénéficiez également de la coopération des compagnies?

**M. Gérin:** Nous dialoguons avec les compagnies, monsieur le président. Après leur premières réticences concernant l'aspect fiscal de la question, ce qui est bien légitime, les compagnies sont devenues nos partenaires et ont adopté une attitude positive quant aux possibilités du fonds. En vérité, elles en sont les premières bénéficiaires.

Vous avez parlé du PIPGN. Il faut établir une distinction plus ou moins nette entre les deux éléments. Le PIPGN vise le secteur gouvernemental. Il vise à permettre à divers ministères, notamment Environnement Canada, Énergie, Mines et Ressources, Transport Canada, etc. d'améliorer leur compréhension des questions concernant le nord et leur aptitude à les résoudre, tandis que le fonds renouvelable des études sur l'environnement visent plus directement les activités actuelles et futures des compagnies. J'ai dit que le fonds est utilisé davantage par les compagnies que par les gouvernements; je précise qu'il n'est pas interdit aux organismes gouvernementaux de s'en prévaloir.

Je voudrais demander à M. Roots si nous avons fait une demande au fonds au cours de la première année.

**M. Roots:** Non, pas pendant la première année. Nous espérons que le projet de déversement de pétrole près de l'Île Baffin sera pris en charge par le fonds l'année prochaine.

**M. Gérin:** Monsieur le président, nous pouvons demander à M. Roots de nous préciser les modalités de fonctionnement du fonds.

**M. Roots:** Comme l'a indiqué M. Gérin, les sommes accordées au cours de la première année visaient principalement l'étude des questions d'environnement qui ont une incidence sur les possibilités techniques d'exploiter en toute sécurité le pétrole du nord. On s'est moins intéressé aux secteurs dans lesquels les activités de production et de transport du pétrole se répercutent sur l'environnement. On a tout d'abord mis l'accent sur les effets des activités sur l'environnement. Environnement Canada espère qu'avec le temps, une plus grande partie du fonds sera consacrée à l'étude des effets sur l'environnement et des modalités de contrôle de ces effets.

Le genre de programme dans lequel il importe, à notre avis, de poursuivre les études et la recherche grâce au fonds renou-

[*Text*]

mental Studies Revolving Fund is our Baffin Island Oil Spill Program, which is an experimental study on the effects of spilled oil on the northern environment. Four countries are participating in this study. We have chosen an area in northwestern Baffin Island where a series of small contained areas, areas contained and set off from the rest of the ocean by booms, have had oil spilled on them in different quantities, both from the surface and from beneath the surface, with different kinds of clean-up techniques then tried, including leaving nature to accomplish the job.

This kind of study needs to be continued for a long time to come. It was started outside of the Environmental Studies Revolving Fund. The initial experimental phase has now been completed. There will be a need for continuing the monitoring of the five bays used in the study, each having had a different kind of oil spill and oil treatment application applied, and that kind of thing is ideally suited, we think, to the Environmental Studies Revolving Fund.

From these comparative studies, techniques and technologies will emerge for dealing with oil spills and, as well, safeguards and regulations can be evolved in a more knowledgeable manner.

**The Chairman:** I see that the minister has now arrived, and I would propose that we now go to the minister for his opening statement.

Mr. Minister, we are grateful for your presence before the committee today. We very much appreciate your taking the time to be with us. I understand you will make an opening statement, following which you will be available for questions from the committee.

**The Honourable Charles Caccia, P.C., M.P., Minister of the Department of the Environment:** Thank you, Mr. Chairman. I apologize for being late. As you have indicated, I propose at the outset to put forward some thoughts that flow from the report of the Special Senate Committee on the Northern Pipeline as seen from the viewpoint of Environment Canada.

I should like to express my appreciation for this opportunity to appear before you. Environment Canada, as you know, worked closely with the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, and we look forward to continued cooperation with this committee.

You have asked, Mr. Chairman, for my reaction to your March 1983 report on the transportation of petroleum and natural gas North of 60° and some indication of how this report and its recommendations contributed to government decisions of policy-making on northern hydrocarbon development.

Your report and Environment Canada's discussion paper, *Environment Canada and the North* are many of the same values and approaches. I strongly support what I take to be your report's fundamental emphasis on ensuring government's capacity to protect the northern environment and Canada's northern peoples from the potentially negative effects of frontier hydrocarbon development. I also support the report's emphasis on improving government's capacity to promote envi-

[*Traduction*]

velable des études sur l'environnement est par exemple notre programme de déversement de pétrole près de l'Île Baffin. Il s'agit d'une étude expérimentale des effets du déversement de pétrole sur l'environnement du nord, à laquelle participent quatre pays. Nous avons choisi un secteur du nord-ouest de l'Île Baffin où, dans des zones limitées et séparées du reste de l'océan par des barrages, on a procédé à des déversements de pétrole en différentes quantités, à partir de la surface ou en profondeur, puis on a essayé différentes techniques de nettoyage, en laissant la nature agir dans l'un des bassins.

Il faudrait poursuivre les études de ce genre pendant longtemps. Celle-ci a été entreprise sans recourir au Fonds renouvelable des études sur l'environnement. Sa phase initiale est maintenant terminée. Il va falloir poursuivre le contrôle dans les cinq bassins constitués pour cette étude, et où l'on a utilisé différentes techniques de déversement et de nettoyage; c'est le genre d'étude qui, à notre avis, correspond exactement aux objectifs du Fonds renouvelable des études sur l'environnement.

Ces études comparatives vont déboucher sur des techniques et une technologie qui permettra de faire face aux déversements de pétrole, et sur la mise en œuvre de mesures de prévention et de réglementation mieux adaptées à la situation.

**Le président:** Je vois que le ministre vient d'arriver et je propose qu'il nous présente maintenant sa déclaration préliminaire.

Monsieur le ministre, nous vous remercions d'avoir pris le temps de vous joindre à nous aujourd'hui. Je crois que vous voulez faire une déclaration préliminaire, après laquelle vous vous prêterez aux questions des membres du Comité.

**L'honorable Charles Caccia, C.P., député, ministre de l'Environnement:** Merci, monsieur le président. Vous voudrez bien m'excuser de mon retard. Comme vous l'avez indiqué, je me propose de vous présenter dans un premier temps les éléments qui ressortent du rapport du Comité sénatorial spécial sur le pipe-line du Nord tels qu'ils sont perçus du point de vue d'Environnement Canada.

Je voudrais tout d'abord vous remercier de m'avoir donné la possibilité de comparaître devant vous. Comme vous le savez, Environnement Canada a travaillé en collaboration étroite avec le Comité sénatorial spécial sur le pipe-line du Nord, et cette coopération devrait se poursuivre à l'avenir.

Monsieur le président, vous m'avez demandé mon point de vue sur votre rapport de mars 1983 consacré au transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60e parallèle, et sur la façon dont les recommandations de ce rapport ont contribué au choix de la politique gouvernementale en matière d'exploitation des ressources dans le Nord.

Votre rapport et le document de travail d'Environnement Canada intitulé «*Environnement Canada et le Nord*» ont en commun bon nombre de valeurs et de points de vue identiques. Je suis tout à fait favorable à l'un des principes fondamentaux de votre rapport, à savoir la nécessité de permettre au gouvernement de protéger l'environnement et la population canadienne du Nord des risques posés par l'exploitation des ressources dans les régions pionnières. J'approuve également le

[*Text*]

ronmentally sound economic development. The four objectives set out in *Environment Canada and the North*—namely, those dealing with the establishment of a comprehensive network of protected areas in the North, the promotion of environmentally sound technology and safe operations in northern development activities, the encouragement of sustainable utilization of the North's renewable resources, and the encouragement of public information and dialogue on environmental quality and resource use in the North—clearly complement and reinforce the recommendations set out in the committee's report.

The federal government has over the last year or so accelerated a number of major programs designed to address concerns about the government's capacity to protect the environment and northerners' interests while promoting economic development of benefit to the North and to Canada as a whole. The Special Senate Committee on the Northern Pipeline provided momentum for at least three of these programs: the revised Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP), the Northern Land Use Planning (NLUP) Program, and the Northern Regulatory Review.

Environment Canada is a strong participant in each of these programs. Under NOGAP, for example, the department will invest, in addition to its ongoing Northern Program, a total of $11 million and 70 person-years to 1991 in a number of areas important to the government's ability to contribute to the management of hydrocarbon production activity in the Arctic environment.

Work on the prevention and control of oil spills, as well as management of ocean dumping, to name two examples, will improve our ability to protect the environment and those northern economies that are based on renewable resources; and work on weather forecasting and climatologies in the Beaufort region will improve the safety and efficiency of industrial operations in that area.

These and other research efforts under NOGAP will be combined with work organized through the Panel for Energy Research and Development (PERD) and the Environmental Studies Revolving Fund (ESRF). Some of the latter funding is being directed, for example, towards the Baffin Island Oil Spill Project (BIOS), which is part of the Arctic Marine Oilspill Program (AMOP) organized and managed by Environment Canada since 1977.

Over the past year, Environment Canada has enhanced its contribution to overall government preparedness through work in the Environmental Advisory Committee on Arctic Marine Transportation, co-chaired by Environment Canada and Fisheries and Oceans; under the expanded Federal Ice Information Services Program with Transport Canada; and under the Norman Wells Research and Monitoring Working Group with the Northwest Territories Department of Renewable Resources and Indian Affairs and Northern Development.

[*Traduction*]

principe du renforcement de la capacité du gouvernement de favoriser un développement économique qui respecte l'environnement. Les quatre objectifs énoncés dans «*Environnement Canada et le Nord*», à savoir la mise en place d'un réseau complet de secteurs protégés dans le Nord, la promotion d'une technologie et de règles de sécurité qui respectent l'environnement dans les activités de mise en valeur du Nord, la préférence accordée à une utilisation durable des ressources renouvelables du Nord et enfin l'information et le dialogue sur la qualité de l'environnement et l'utilisation des ressources dans le Nord—ces quatre objectifs complètent et renforcent les recommandations énoncées dans le rapport du Comité.

Le gouvernement fédéral a renforcé depuis plusieurs années un certain nombre de grands programmes destinés à répondre aux préoccupations concernant sa capacité de protéger l'environnement du Nord et les intérêts de ceux qui y habitent tout en favorisant sa mise en valeur économique au profit des gens de la région et de l'ensemble du Canada. Le Comité sénatorial spécial sur le pipe-line du Nord a favorisé le déroulement d'au moins trois de ces programmes, à savoir le nouveau PITGN, le programme d'aménagement des territoires du Nord et le programme d'examen de la réglementation applicable dans le Nord.

Environnement Canada participe activement à chacun de ces programmes. Par exemple, dans le cadre du programme PITGN, le ministère va consacrer, en plus de ses programmes permanents dans le Nord, une somme totale de 11 millions de dollars et 70 années-personnes d'ici 1991 dans un certain nombre de secteurs importants pour stimuler l'aptitude du gouvernement à contribuer à la gestion de la production des hydrocarbures dans l'environnement arctique.

Le travail sur la prévention et le contrôle des déversements de pétrole et sur la gestion des déversements dans l'océan, pour ne prendre que deux exemples, va améliorer notre aptitude à protéger l'environnement et les systèmes économiques du Nord qui sont fondés sur les ressources renouvelables; le travail sur les prévisions météorologiques et la climatologie dans la région de la mer de Beaufort va améliorer la sécurité et l'efficacité des activités industrielles dans cette région.

Les travaux de recherche entrepris dans le cadre du PITGN vont compléter les travaux réalisés par l'intermédiaire du comité de la recherche et du développement énergétiques et du fonds renouvelable des études sur l'environnement. Une partie des sommes accordées par ce fonds est consacrée, par exemple, au programme de déversement de pétrole près de l'Île Baffin, qui relève du programme sur les déversements d'hydrocarbures en milieu marin arctique, organisé et géré par Environnement Canada depuis 1977.

L'année dernière, Environnement Canada a renforcé sa participation à l'action globale du gouvernement grâce aux travaux du Comité consultatif environnemental du transport maritime dans l'Arctique, co-présidé par Environnement Canada et Pêche et Océans, grâce à sa participation au Programme fédéral des services d'information sur les glaces et au groupe de travail sur la recherche et la surveillance du secteur de Norman Wells, en collaboration avec le ministère des Res-

[*Text*]

I should also mention that I am optimistic that the report of the Beaufort Sea Panel, due in late June, will help all of us to focus further on the ways and means of promoting sound northern development.

The combined effort in these programs, across a number of federal departments and both territorial governments, is designed to prepare government for hydrocarbon production by the early 1990s. However, more is needed than simply an augmentation in federal planning and programming. The peoples of the North are seeking, and should enjoy, an increased role in government decision-making before northern hydrocarbon development begins in earnest.

As the committee pointed out at the beginning of its recommendations, it is vitally important that land claims and constitutional issues be resolved in the North in preparation for the hydrocarbon era. The emergence of elected northern governments able to take full account of the rights of the North's aboriginal peoples will help to ensure that northerners have a real opportunity to guide their destiny. They will still face national and international pressures of industrialization, but they will be in a better position to decide for themselves which risks are worth taking and under which conditions.

In short, our present effort to upgrade federal capacities to handle hydrocarbon production is only part of the picture. The best way to guide hydrocarbon production—indeed any economic development—is through effective involvement of the people whose lives will be most directly affected by the changes.

Il faut aussi tenir compte d'une considération économique importante. La production d'hydrocarbures et les avantages qui en découlent ne s'étendront guère au-delà du milieu du siècle prochain. Il est donc impérieux de planifier dès maintenant pour cette période qui s'appellera la période post hydrocarbures. Il faut que les richesses du Nord en hydrocarbures soient exploitées de façon à renforcir cette ressource naturelle, y compris les talents et les compétences des habitants du Nord eux-mêmes, car nous en aurons besoin quand les réserves en hydrocarbures seront épuisées.

Le maintien des activités économiques basé sur les ressources naturelles, le tourisme, les pêcheries et l'industrie de la fourrure, est une démarche intermédiaire importante, mais les habitants du Nord doivent en même temps avoir la possibilité de développer leurs compétences scientifiques et techniques et l'expertise de la science moderne et les autres connaissances de l'environnement arctique. Cette expertise leur sera très utile pour les besoins d'aménagement urbain, l'éducation et la gestion des ressources renouvelables, tel que l'a démontré leur gestion du caribou dans la région de Keewatin.

Let me emphasize, Mr. Chairman, the critical importance the renewable resource base has had and will continue to have

[*Traduction*]

sources renouvelables des Territoires du Nord-Ouest et le ministère fédéral des Affaires indiennes et du Nord.

Je voudrais également indiquer que le rapport du groupe de travail sur la mer de Beaufort, qui doit être présenté à la fin du mois de juin, nous aidera à favoriser une mise en valeur plus harmonieuse des ressources du Nord.

Ces programmes, qui regroupent plusieurs ministères fédéraux et deux paliers de gouvernement, visent à préparer le gouvernement à la production d'hydrocarbures, qui devrait commencer au début des années 1990. Cependant, il faudra plus qu'une simple augmentation de la planification et des programmes au niveau fédéral. Les peuples du Nord demandent à jouer un rôle accru dans la prise des décisions gouvernementales et ils devraient être satisfaits avant que la mise en valeur des ressources d'hydrocarbures du Nord ne commence pour de bon.

Comme le Comité l'a souligné au début de ses recommandations, il est vital que les revendications territoriales et les questions constitutionnelles soient réglées avant le début de l'exploitation des ressources. L'avènement de gouvernements nordiques élus capables de tenir parfaitement compte des droits des peuples autochtones du Nord contribuera à assurer aux gens du Nord une chance véritable de décider de leur avenir. Ils devront quand même faire face aux pressions exercées sur les plans national et international en vue de l'industrialisation, mais ils seront mieux en mesure de décider par eux-mêmes quels risques valent la peine d'être courus et à quelles conditions.

En résumé, l'effort que nous faisons actuellement pour améliorer la capacité du gouvernement fédéral de diriger la production des hydrocarbures n'est qu'un élément du tableau. La meilleure façon de le faire—et même la meilleure façon de présider au développement économique—est d'y faire contribuer les gens dont la vie sera le plus directement touchée par les changements qui surviendront.

We must also bear in mind one important economic consideration. The production of hydrocarbons and the accompanying benefits will not extend much beyond the middle of the next century. Therefore, it is vital to plan right away for the post hydrocarbon period. The North's hydrocarbon resources must be exploited in such a way as to strengthen this natural resource. We must also exploit the talents and skills of the people of northern Canada, since we will have to call upon these skills when hydrocarbon reserves are exhausted.

The maintenance of economic activities based on natural resources, tourism, fisheries and the fur industry is an important intermediary step in this process. However, the residents of northern Canada must also be given an opportunity to develop their scientific and technical skills and to acquire some expertise in the field of modern science and the Arctic environment. This experience will prove very useful to them in terms of meeting needs in such areas as urban planning, education and the mangement of renewable resources, as evidenced by their management of the caribou herd in the Keewatin region.

Permettez-moi d'insister, monsieur le président, sur l'importance vitale que les ressources renouvelables ont toujours eue

[*Text*]

for northerners. Indeed, the assurance of the availability of these resources and the ability to access them through the maintenance of traditional skills and lifestyles is a cornerstone of land claim negotiations. One has only to observe the current difficulties some of the major mining operations are facing due to the vagaries of world metal prices to understand that it is vital to retain traditional economic options. As well, northerners should enjoy every opportunity to develop skills and technologies whichf will remain useful after present and anticipated industrial phases in the North have receded.

Let me comment briefly on federal conservation and energy policies in the North. To ensure a balanced approach to northern development and to help secure long-term economic self-sufficiency in the North, it is vital that we protect certain critical ecosystems as part of a network of northern conservation lands.

In 1970, lands in the vicinity of the East Arm of Great Slave Lake were withdrawn for national park purposes. In 1978 the government announced its program for establishing new national parks North of 60° in a document entitled "6 North or 60°."

Subsequently, park proposals for Northern Ellesmere Island, the Northern Yukon, and the East Arm of Great Slave Lake have been developed through negotiations with DIAND, the territorial governments, and aboriginal organizations.

We consider these to be high-priority areas for new national park reserves. Medium-term prospects include potential withdrawals of land for national parks on Northern Banks Island and on North Baffin Island.

Of comparable significance are the natural habitats that support internationally important migratory birds. Analyses of these areas by the Canadian Wildlife Service have convinced us that certain particularly vauable and sensitive habitats must be secured and managed—in the interim as migratory bird sanctuaries; and in the longer term, as national wildlife areas. Such areas should include, for example, Prince Leopold Island, Reid Bay, and Cape Searle, all in the Northwest Territories and covering in total less than 100 km$^2$.

Environment Canada is continuing discressions on these areas with DIAND, which is responsible for land withdrawals under the Territorial Lands Act, and we expect to meet with our counterparts in the Government of the Northwest Territories to seek their views on the protection of these and other habitats.

I should emphasize that the report of the Task Force on Northern Conservation, expected soon by my colleague, the Minister of Indian Affairs and Northern Development, will be

[*Traduction*]

et continueront d'avoir pour les gens du Nord. En fait, l'assurance de la disponibilité de ces ressources et de la capacité d'y avoir accès grâce au maintien des métiers et modes de vie traditionnels est la pierre angulaire de la négociation des revendications territoriales. Il suffit de voir dans quelle difficultés les grandes sociétés minières se trouvent actuellement en raison des fluctuations des prix mondiaux des métaux pour comprendre qu'il est absolument nécessaire de retenir des solutions économiques traditionnelles. De plus, les gens du Nord devraient jouir de toutes les possibilités d'apprendre des métiers et techniques qui resteront nécessaires après les phases actuelles et prévues de l'exploitation industrielle du Nord.

Permettez-moi de faire quelques brèves observations sur la politique énergétique et la politique de conservation du fédéral dans le Nord. Afin d'aborder le développement du Nord de façon équilibrée et de mieux garantir aux populations nordiques une autonomie économique à long terme, il est vital de protéger certains écosystèmes d'une importance critique en tant que terres destinées à la conservation dans le Nord.

En 1970, les terres avoisinant le bras est du Grand Lac des Esclaves ont été désignées pour l'aménagement de parcs nationaux. En 1978, le gouvernement a annoncé un programme visant à établir de nouveaux parcs nationaux au nord du 60$^e$ parallèle dans un document intitulé «6 au nord du 60$^e$ parallèle».

Par la suite, des projets de création de parcs dans le nord de l'Île Ellesmère, dans le nord du Yukon et sur les rives du bras est du Grand Lac des Esclaves ont été mis au point lors de négociations avec le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, les gouvernements territoriaux et les organismes autochtones.

Nous considérons qu'il est absolument essentiel que ces secteurs soient réservés en vue de l'établissement de nouveaux parcs nationaux. Entre autres projets à moyen terme, nous songeons à transformer en parcs nationaux des terres situées dans le nord de l'Île Banks et de l'Île Baffin.

Les habitats naturels qui sont des sanctuaires internationaux d'oiseaux migrateurs rares sont aussi importants. Des analyses effectuées dans ces régions par le Service canadien de la faune nous ont convaincus de la nécessité de protéger et d'administrer certains habitats d'une valeur et d'une fragilité particulière et d'en faire, dans un premier temps, des sanctuaires pour oiseaux migrateurs et, dans un deuxième temps, des réserves fauniques nationales. Nous songeons notamment à l'Île Prince Léopold, à la Baie Reid et au Cap Searle, des régions toutes situées dans les Territoires du Nord-Ouest et d'une superficie totale inférieure à 100 km$^2$.

Environnement Canada poursuit des entretiens à leur sujet avec le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien duquel relève la désignation de terres à ces fins aux termes de la Loi sur les terres territoriales, et nous comptons rencontrer nos homologues du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour connaître leur opinion sur la protection de ces régions et d'autres habitats.

Je dois mentionner que le rapport du Groupe de travail chargé de la conservation dans le Nord, qui doit être livré bientôt à mon collègue, le ministre des Affaires indiennes et du

[*Text*]

closely examined in relation to Environment Canada's conservation planning. I should also point out that the final boundaries of any conservation areas will be affected by non-renewable resource inventory information, will await the outcome of claims negotiations, and will of course be subject to discussions with affected northern communities, industry, and the general public. As well, proposed conservation areas of concern to Environment Canada will be integrated with DIAND's Northern Land Use Planning Program in regions where that program is actively underway.

Les bénéfices à long terme sont très importants pour les Canadiens, spécialement pour ceux qui habitent les régions du Nord, d'établir des aires de conservation dans le Nord. Il y a d'abord la création d'emplois stables pour assurer le bon fonctionnement et l'entretien de ces aires; ensuite, il y a la chance pour les entreprises du Nord de se développer et de créer des emplois plus conformes au mode de vie traditionnel d'un grand nombre d'habitants du Nord. Finalement, la protection de ressources renouvelables dont dépendent plusieurs personnes. Les avantages sont importants et durables pour les petites communautés nordiques.

I understand, Mr. Chairman, that your Committee is engaged in a review of the National Energy Program. I should like to emphasize that such a review can have considerable importance for departments such as Environment Canada. It is timely to undertake an objective review of the NEP to look for improved ways and means of applying it to exploration activities on Canada Lands.

Let me suggest that there is merit in considering a selective application of the program so as to avoid exploration in biologically unique and sensitive areas such as Lancaster Sound. The international importance of marine biotic resources in this area has been thoroughly documented. Indeed, the exceptional abundance and productivity found in this marine environment sets Lancaster Sound apart from much of the Canadian Arctic. As a result, and because of the dependency of people living in that region on the marine resource base, that area deserves special consideration.

While objectives of the National Energy Program for energy self-sufficiency are important to Canadians, application of the program needs to balance the immediacy of "needing to know" in environmentally sensitive areas such as Lancaster Sound against the opportunity to wait until other areas, where drilling is underway, are fully assessed. This type of application would, of course, be compatible with the already stated objectives of the National Energy Program, and I quote:

> In the North, our national objectives are to achieve resource development at a rate and in a manner compatible with a delicate social and environmental balance

[*Traduction*]

Nord canadien, sera examiné de près en regard des plans d'Environnement Canada dans le domaine de la conservation. Je dois également souligner que les limites définitives fixées pour toute région destinée à la conservation varieront en fonction des renseignements que nous obtiendrons au sujet des réserves de ressources renouvelables, qu'elles ne seront établies qu'à la fin des négociations sur les revendications territoriales et qu'elles dépendront évidemment des résultats des entretiens que nous aurons avec les groupes autochtones et les industries du Nord qui seront touchées et avec le grand public. En outre, les zones de conservation proposées qui intéressent Environnement Canada relèveront du Programme d'aménagement des territoires du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien dans les régions où le programme est en vigueur.

The long-term benefits are very important to Canadians, especially those living in northern regions. It is important that we establish conservation areas in the North. The creation of stable jobs will ensure the smooth running and preservation of these areas. Northern firms will have an opportunity to develop and create jobs more in keeping with the traditional lifestyles of many northern residents. Lastly, the establishment of conservation areas will protect the renewable resources on which many people depend. The advantages will be significant and lasting for small northern communities.

Je crois savoir, monsieur le président, que votre comité fait actuellement une révision du Programme énergétique national. Je tiens à souligner qu'un tel examen peut avoir une importance considérable pour des ministères comme Environnement Canada. Il était temps d'entreprendre une révision objective du PEN pour chercher de meilleurs moyens de l'appliquer aux travaux de prospection sur les terres du Canada.

Personnellement, je suis d'avis qu'il est bon de songer à une application sélective du Programme afin d'éviter la prospection pétrolière dans des régions biologiquement uniques et fragiles, notamment le Détroit de Lancaster. L'importance internationale des ressources biotiques marines dans cette région n'est plus à démontrer. En effet, l'abondance et la productivité exceptionnelles constatées dans cet environnement marin distinguent le Détroit de Lancaster de presque tout le reste de l'Arctique canadien. Par conséquent et à cause de la dépendance des habitants de cette région à l'égard des ressources marines, la région mérite une attention spéciale.

Bien que les objectifs d'autarcie énergétique établis dans le Programme énergétique national soient importants pour les Canadiens, il est nécessaire dans l'application du Programme d'équilibrer le caractère immédiat du «besoin de savoir» dans les régions fragiles du point de vue de l'environnement, comme le Détroit de Lancaster, et l'opportunité d'attendre jusqu'à ce que d'autres régions où le forage a déjà commencé aient fait l'objet d'une évaluation complète. Évidemment, ce genre d'application serait compatible avec les objectifs déjà connus du Programme énergétique national, et je cite:

> Dans le Grand-Nord, nos objectifs nationaux consistent à mettre en valeur les ressources de façon compatible avec un équilibre social et économique délicat, en tenant

[*Text*]

recognizing that northerners will play a growing role in both decisions and benefits associated with development.

To sum up, Mr. Chairman, I believe that members of this committee can take some measure of satisfaction in having increased pressure both inside and outside government to build up those processes and services necessary for effective and efficient government regulation of northern hydrocarbon activity. Our hope is that your committee will continue its scrutiny over the next few years to ensure that northern hydrocarbon development contributes to a pattern of northern development that will be remarkable for what northerners and Canadians as a whole have gained, not lost.

**The Chairman:** Mr. Minister, I assure you the committee does take a great deal of satisfaction in the knowledge that we have increased pressure, both inside and outside government, to build up those processes and services necessary for the effective and efficient government regulation of northern hydrocarbon development. We also take heart in the fact that you support the report's fundamental emphasis on ensuring government's capacity to protect the northern environment and Canada's northern peoples. We take special appreciation in the fact that we were instrumental in expediting and giving momentum to at least three programs—the revised Northern Oil and Gas Action Program, the Northern Land Use Planning Program, and in particular the Northern Regulatory Review.

One of the fundamental findings of the committee was that there was a maze of regulations, covering departments and agencies—a maze that ordinary citizens or small companies found difficult, if not impossible, to search their way through. We are, therefore, particularly gratified that the government has undertaken the Northern Regulatory Review.

I wonder if you might indicate to us exactly what that review has encompassed and what progress has been made with respect to that maze of regulatory agencies and regulations?

**Hon. Mr. Caccia:** I will ask my officials to tackle the items you have raised, Mr. Chairman. I myself am not in a position to give you a direct answer. I shall ask my deputy to respond.

**Mr. Gérin:** Thank you, Minister.

Mr. Chairman, the Northern Regulatory Review is still in the form of a proposal to come, via the Minister of Indian Affairs and Northern Development, to Cabinet, who will seek the concurrence of his colleagues in Cabinet to put in place a review of all regulations. That implies that the regulatory processes and the laws administered by each of the departments involved—MOT, Environment Canada, and others—would be examined, with the view of achieving the objective of streamlining and simplification, as suggested in the Senate committee's report.

[*Traduction*]

compte du fait que les résidents de cette région joueront un rôle croissant tant dans les décisions que dans les avantages liés à cette mise en valeur.

Pour résumer, monsieur le président, je crois que les membres de notre comité ont de bonnes raisons d'être fiers d'avoir exercé des pressions plus fortes sur le gouvernement et sur d'autres autorités pour les inciter à mettre sur pied les mécanismes et services nécessaires à la réglementation efficace par le gouvernement de l'exploitation des ressources d'hydrocarbures dans le Nord. Nous espérons que le comité continuera d'être vigilant afin que l'exploitation des ressources pétrolières du Nord contribue à la réalisation d'un modèle de développement qui soit plus remarquable par ce que les gens du Nord et les Canadiens en général en auront tiré que par ce qu'ils y auront sacrifié.

**Le président:** Monsieur le ministre, je peux vous assurer que les membres du Comité sont très fiers d'avoir accru les pressions exercées sur le gouvernement, tant de l'intérieur que de l'extérieur, pour l'inciter à mettre sur pied les mécanismes et services nécessaires à la réglementation efficace de l'exploitation des ressources d'hydrocarbures du Nord. Nous trouvons aussi encourageant le fait que vous souscriviez au rapport dans la mesure où il insiste sur la nécessité que le gouvernement se dote des moyens de protéger l'environnement et les populations du Nord canadien. Nous sommes spécialement fiers d'avoir contribué à accélérer la mise sur pied et à accroître l'efficacité d'au moins trois programmes, à savoir le nouveau Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord, le Programme d'aménagement des territoires du Nord et, surtout, l'Examen de la réglementation applicable dans le Nord.

L'une des principales conclusions du Comité est qu'il existe un labirynthe de règlements s'appliquant à des ministères et à des organismes et dans lequel les citoyens ordinaires ou les petites sociétés trouvent difficile sinon impossible de se retrouver. Nous sommes par conséquent très fiers que le gouvernement ait entrepris l'Examen de la réglementation applicable dans le Nord.

Pourriez-vous nous dire exactement ce que comprend cet examen et dans quelle mesure on a réussi à simplifier le labirynthe des mécanismes de réglementation et des règlements?

**L'honorable M. Caccia:** Je vais demander à mes fonctionnaires de trouver les renseignements que vous avez demandés, monsieur le président. Pour ma part, je ne suis pas en mesure de vous répondre directement. Je vais donc laisser ce soin à mon sous-ministre.

**M. Gérin:** Je vous remercie, monsieur le ministre.

Monsieur le président, l'Examen de la réglementation applicable dans le Nord n'est encore qu'à l'État de projet et sera proposé au Cabinet par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien qui demandera à ses collègues d'instituer une révision de tous les règlements. Cela implique l'examen du processus de réglementation et des lois appliquées par chacun des ministères concernés, à savoir le ministère des Transports, Environnement Canada et d'autres, un examen dont l'objectif est l'élagage et la simplification des règlements, conformément

[*Text*]

So, while it is not yet off the ground, the preparatory work for it amongst officials has progressed.

**The Chairman:** You say it is not yet off the ground. Do I understand that it is in the process of going to Cabinet for approval?

**Mr. Gérin:** Yes, that is right. It should be before Cabinet soon.

**Senator Le Moyne:** Mr. Chairman, I am wondering whether the Minister can enlighten me as to what is meant by "management of ocean dumping".

**Hon. Mr. Caccia:** Because of the technical elements involved, I would prefer to have one of my officials do that.

I shall ask Mr. Gérin to respond.

**M. Gérin:** Sénateur, est-ce que votre question s'adresse à la loi «the Dumping Control Act» ou, est-ce que vous voulez savoir . . .

**Le sénateur Le Moyne:** Qu'est-ce que c'est exactement, le «Dumping Control Act»?

**M. Gérin:** Il y a une loi du gouvernement qui régit le dépôt de matières dangereuses, de matières caustiques dans l'océan, qui prohibe le dépôt de matières toxiques dans l'océan. Il y a un permis pour disposer de toute matière que l'on peut juger dangereuse.

Autrement dit, avant d'avoir une opération de draguage par exemple, il faut que le navire soit autorisé à transporter des matériaux et il faut y avoir un examen de ces matériaux et un permis doit être émis à l'entreprise pour lui permettre de procéder.

C'est une façon de contrôler la disposition de matières toxiques, dangereuses dans l'océan.

**Le sénateur Le Moyne:** Cela ne concerne pas uniquement le grand Nord?

**M. Gérin:** Non, c'est une loi du gouvernement fédéral qui s'applique à l'ensemble du pays.

**Hon. Mr. Caccia:** Over the long term we would like to see ships dispose of their waste in a manner that is well under control and which does not rely on the environment to disolve such waste in the long term. It will be a number of years before we can control such operations in that way.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le président, c'est exactement la question que j'étais pour demander, à savoir si le ministre, ainsi que M. Gérin sont en mesure de savoir s'il y a déjà eu des dépôts qui ont été faits sans permission, par exemple, et aussi avec la permission.

I am concerned about the nuclear industry, for example, which has been trying to find somewhere for its waste. To your knowledge, has there been some, whether with permission or without permission?

[*Traduction*]

à la recommandation faite par le comité sénatorial dans son rapport.

Donc, bien que le projet n'ait pas encore été lancé, le travail préparatoire chez les fonctionnaires concernés a progressé.

**Le président:** Vous dites que le projet n'a pas encore été lancé. Dois-je comprendre qu'il n'a pas encore été approuvé par le Cabinet?

**M. Gérin:** C'est exact. Il devrait lui être présenté bientôt.

**Le sénateur Le Moyne:** Monsieur le président, le ministre pourrait-il m'expliquer ce que signifie l'expression «gestion de l'immersion des déchets en mer»?

**L'honorable M. Caccia:** En raison du caractère technique de certains éléments de la réponse, je préférerais qu'un de mes collaborateurs vous réponde.

Je laisse ce soin à M. Gérin.

**Mr. Gérin:** Senator, is your question in reference to the "Dumping Control Act", or do you want to know . . .

**Senator Le Moyne:** Exactly what is the "Dumping Control Act"?

**Mr. Gérin:** It is legislation governing the disposal of hazardous and toxic materials in the oceans. The Act prohibits the dumping of toxic materials in the ocean. A permit is required to handle the disposal of all products considered dangerous.

In other words, before carrying out dredging operations, for example, a ship must be authorized to transport products. The products must be examined and a permit issued to the company before it can proceed.

It is one way of controlling the dumping of hazardous toxic substances in the ocean.

**Senator Le Moyne:** Does the legislation apply specifically to the North?

**Mr. Gérin:** No, this federal government legislation applies to the entire country.

**L'honorable M. Caccia:** A long terme, nous aimerions que les navires disposent de leurs déchets d'une façon qui soit bien contrôlée et qu'on ne laisse plus à l'environnement le soin de les dissoudre avec le temps. Il faudra attendre un certain nombre d'années avant de pouvoir contrôler ces opérations comme nous le souhaitons.

**Senator Guay:** Mr. Chairman, that's exactly the question I was about to ask, namely does the Minister or Mr. Gérin know if any illegal, or legal dumping as occurred?

Je pense à l'industrie nucléaire, par exemple, qui cherche des endroits où retraiter ses déchets. A votre connaissance, a-t-on déjà effectué des dépôts, autorisés ou non, de déchets toxiques?

[*Text*]

**Dr. Andrew Macpherson, Regional Director General, Environment Canada:** Perhaps I might respond to that question, Mr. Chairman.

There is an international ocean dumping convention, and I think the question of nuclear waste relates more closely to that convention. In Canada, I do not believe there has ever been any dumping of nuclear waste in the marine environment.

The Ocean Dumping Control Act is administered on both the Atlantic and Pacific coasts and the Arctic Ocean. The official responsible for the administration of that so far as the Arctic is concerned is headquartered in Yellowknife. That individual has an advisory committee, which is composed of a number of public as well as government people.

There has been some application of the Ocean Dumping Control Act with respect to hydrocarbon exploration in the Beaufort Sea, specifically related to the dumping of dredge spoil. The major concern we have under that legislation at the moment in the Arctic is in regard to the dumping of metal scraps in various places in the Eastern Arctic. This comprises largely remnants of military hardware used in World War II and the result of some additional activity associated with the DEW Line. There is a lot of accumulated metal scrap and the communities of the North are asking us to help in the disposing of that in an environmentally safe manner. It is a question of deciding whether that material contains such toxic chemicals as PCBs or whether it is innocuous and, if it is innocuous scrap, where it can be most effectively dumped so that it will not interfere with the marine ecology or with any activities of man over the foreseeable period.

**Senator Adams:** Mr. Minister, in your opening statement you made reference to elected northern governments having the opportunity to bring about more land use regulation.

**Hon. Mr. Caccia:** I was making reference to the fact that as elected governments succeed each other in the North there is going to be a certain degree of devolution of powers, and inevitably this will lead to the gradual assumption of greater responsibilities, which will include the determination of how lands will be used.

**Senator Adams:** You also made reference in your opening statement to "final boundaries". Were you at that point making reference to the present boundary between the territories, or were you speaking of the future boundary between the eastern and western areas of the Northwest Territories planned for the future?

**Hon. Mr. Caccia:** I was referring to the boundary between the Yukon and the existing Northwest Territories. I would not want to speculate on anything else.

**Senator Adams:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** In your remarks, Mr. Minister, you indicated, with respect to the National Energy Program, that there would be merit in considering "a selective application of

[*Traduction*]

**M. Andrew Macpherson, directeur général régional, Environnement Canada:** Je pourrais peut-être répondre à cette question, monsieur le président.

Il y a une convention internationale sur le dépôt de déchets en mer et je crois que la question des déchets nucléaires relève plutôt de cette convention. Au Canada, on n'a jamais rejeté de déchets nucléaires dans l'environnement marin, à ma connaissance.

La Loi sur l'immersion de déchets en mer est appliquée sur les côtes atlantique et pacifique ainsi que dans l'océan Arctique. Le fonctionnaire qui est chargé de l'application de la loi dans l'Arctique a ses bureaux à Yellowknife. Cette personne est aidée d'un comité consultatif composé de citoyens et de fonctionnaires.

On a appliqué la Loi sur l'immersion de déchets en mer à la prospection pétrolière dans la Mer de Beaufort, plus précisément au rejet des déchets de dragage. A l'heure actuelle, nous appliquons surtout cette loi au rejet des déchets métalliques en divers endroits de l'Arctique est. Ces déchets comprennent surtout ce qui reste des armes et appareils militaires utilisés lors de la Deuxième Guerre mondiale et résultent d'autres activités ayant rapport avec la ligne d'alerte préliminaire. Il y a beaucoup de déchets métalliques accumulés dans le Nord et les gens de la région nous demandent de les aider à en disposer d'une façon qui soit inoffensive pour l'environnement. Il s'agit de décider si les matières à rejeter contiennent des produits chimiques toxiques, par exemple les PCB, ou s'ils sont inoffensifs et, dans ce dernier cas, à quel endroit ils peuvent être rejetés avec le plus d'efficacité, c'est-à-dire à quel endroit ils seront le moins dommageable pour l'écologie marine ou le moins nuisible aux activités que nous prévoyons d'entreprendre à l'avenir.

**Le sénateur Adams:** Monsieur le ministre, dans votre déclaration préliminaire, vous avez parlé des gouvernements nordiques élus et vous avez dit qu'ils auront le pouvoir d'accroître la réglementation régissant l'aménagement des territoires.

**L'honorable M. Caccia:** Je voulais dire qu'au fur et à mesure de la succession des gouvernements dans le Nord, il se produira un certain degré de délégation de pouvoirs et cela conduira inévitablement à l'accroissement graduel des responsabilités dont celle de déterminer l'usage qu'on fera des terres.

**Le sénateur Adams:** Vous avez également parlé des «frontières définitives». Vouliez-vous parler de la frontière actuelle entre les territoires ou parliez-vous de la frontière qu'on projete d'établir entre l'est et l'ouest des Territoires du Nord-Ouest.

**L'honorable M. Caccia:** Je parlais de la frontière entre le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest tels qu'ils existent actuellement. Je n'ai pas l'intention de faire quelque spéculation que ce soit.

**Le sénateur Adams:** Je vous remercie, monsieur le président.

**Le président:** Dans vos observations, monsieur le ministre, vous avez dit au sujet du Programme énergétique national qu'il vaudrait la peine de songer à «une application sélective du Pro-

[*Text*]

the program so as to avoid exploration in . . . areas such as Lancaster Sound."

Do we not have that ability at the present time? Does COGLA not have that ability, through its procedures in respect of the issuance of exploration permits? Or what improvement are you alluding to, if we do not have that at the present time?

**Hon. Mr. Caccia:** COGLA has the discretion to issue or not issue a permit at the present time, yes.

**The Chairman:** Is COGLA not using that discretion to protect sensitive areas?

**Hon. Mr. Caccia:** One would have to make a specific request for a different approach over an alternative policy. You realize that COGLA is an agency that reports to another department, that being Energy, Mines and Resources, and not to Environment Canada.

**The Chairman:** COGLA reports to Energy, Mines and Resources and DIAND. Are you alluding to the fact that COGLA is not giving consideration to selective application of the program in the issuance of exploration permits?

**Hon. Mr. Caccia:** No, Mr. Chairman. I am simply saying that we will have to develop a more formal process in order to achieve this end; namely, that biologically sensitive areas be exempt from certain hydrocarbon development activities.

Mr. Gérin would like to expand on that.

**Mr. Gérin:** Thank you, Minister. At the moment, the "need to know', policy of the government, the need to know what reserves we have, is a policy that applies to all parts of the Arctic and Canada Lands. It might be that in a revised program one could, *a priori*, make the determination that some areas, such as Lancaster Sound, because of their biological importance, their environmental importance, would be exempt from the policy of "need to know". In a refinement of the existing policy we could put in place certain limitations. In that way, those companies wishing to engage in exploration activities would know in advance those areas where there would be no hindrance and those that would be withdrawn. At the moment, the policy applies across the board. As you have pointed out, COGLA does exercise its discretion in the issuance of exploration permits.

**The Chairman:** At the moment, we have the shotgun approach, the global approach, based on the "need to know" policy. But now we have reached that point—and I think the minister so indicated in his opening statement—where we know that certain areas are sensitive and that those areas should be protected from further exploration and development activities.

Is that what you are saying?

**Mr. Gérin:** Yes, Mr. Chairman.

[*Traduction*]

gramme afin d'éviter la prospection pétrolière dans . . . des régions telles que le Détroit de Lancaster».

Cela n'est-il pas possible à l'heure actuelle? L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada n'en a-t-elle pas les moyens avec sa procédure de délivrance des permis de prospection? A quelle amélioration faites-vous allusion si cela ne vous est pas possible actuellement?

**L'honorable M. Caccia:** Il est vrai qu'à l'heure actuelle, l'Administration a le pouvoir discrétionnaire de délivrer ou de refuser les permis.

**Le président:** Ne recourt-elle pas à ce pouvoir discrétionnaire pour protéger les régions fragiles?

**L'honorable M. Caccia:** Il faudrait pour cela qu'elle demande spécifiquement qu'on adopte une approche différente au lieu de recourir à une politique de rechange. Vous devez vous rendre compte que l'Administration est un organisme qui rend des comptes à un autre ministère, c'est-à-dire celui de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et non à Environnement Canada.

**Le président:** L'Administration relève d'Énergie, Mines et Ressources Canada et du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Voulez-vous dire qu'elle ne tient pas compte de l'application sélective du Programme énergétique national lorsqu'elle délivre des permis de prospection?

**L'honorable M. Caccia:** Non, monsieur le président. Je dis simplement que nous devrons mettre au point une formule plus officielle pour atteindre ce but, à savoir interdire les travaux de mise en valeur des réserves d'hydro-carbures dans certaines régions fragiles sur le plan biologique.

M. Gérin pourrait vous en dire plus long à ce sujet.

**M. Gérin:** Je vous remercie, monsieur le ministre. A l'heure actuelle, la politique gouvernementale du «besoin de savoir», c'est-à-dire le besoin de savoir de quelles réserves nous disposons, s'applique à toutes les parties de l'Arctique et aux terres du Canada. Il se pourrait que dans un nouveau programme, on puisse *à priori* décider que certaines régions, comme le Détroit de Lancaster, en raison de leur importance sur les plans biologique et de l'environnement, ne seront pas régies par la politique du «besoin de savoir». Nous pourrions préciser la politique actuelle et prévoir certaines limites. De cette façon, les sociétés souhaitant faire de la prospection connaîtraient à l'avance les régions où elles auraient carte blanche et celles où elles n'auraient pas le droit de prospecter. A l'heure actuelle, la politique ne fait aucune distinction. Comme vous l'avez souligné, l'Administration exerce son pouvoir discrétionnaire lorsqu'elle délivre des permis de prospection.

**Le président:** A l'heure actuelle, notre approche est globale, conformément à la politique du «besoin de savoir». Mais maintenant—et je crois que le ministre l'a dit dans sa déclaration préliminaire—nous savons que certaines régions sont fragiles et qu'on ne devra plus y faire de prospection ni d'exploitation.

Est-ce bien là ce que vous avez dit?

**M. Gérin:** Oui, monsieur le président.

[*Text*]

**Hon. Mr. Caccia:** We agree, Mr. Chairman.

**Senator Doody:** On the same subject, doesn't the Department of the Environment have input into COGLA's examination of applications for permits now? Isn't your department consulted on each application?

**Mr. Gérin:** Yes.

**Senator Doody:** That being so, don't you in effect have the power of veto over areas that you consider to be environmentally sensitive? Can't Environment Canada now refuse to allow exploration and development activities in a particular region?

**Hon. Mr. Caccia:** Our role is that of an advisor. We do not have the power of veto.

**Senator Doody:** Who has the final say on whether or not a project will take place in the North, or wherever on Canada Lands? If there is a demonstrable environmental hazard, doesn't Environment Canada have the right to refuse a permit?

**Hon. Mr. Caccia:** The Minister of Indian Affairs and Northern Development has the decision-making power.

**Senator Doody:** It is DIAND, then, that has the final say?

**Hon. Mr. Caccia:** Yes.

**Senator Guay:** You would have to be in very close communication with the Minister of Indian Affairs and Northern Development to ensure that the concerns of Environment Canada are taken into account.

**Hon. Mr. Caccia:** Yes.

**Senator Guay:** As soon as something comes to your attention, I presume you communicate with the Minister of Indian Affairs and Northern Development.

I would like to follow up on a question I put earlier in respect of transportation studies in the North. It seems to me we talked about that two or three years ago. This has to do with the $30 million fund to which reference was made earlier.

**The Chairman:** The Environmental Studies Revolving Fund?

**Senator Guay:** Yes. It seems to me that every year we are at the same peg. We do not seem to be acquiring additional information. The oil companies would like to see Environment Canada and the Department of Transport, amongst others, come to a final decision as to which would be the best mode of transport in the North.

We always seem to come back to research on ice, the possibility of spills, and so on. We always seem to be back at the same mark. Do you consider that we are moving toward a final decision in that respect?

**Mr. Gérin:** Undoubtedly, progress is slow. It is not dramatic. One hasn't seen a real breakthrough. Exploration in the Beaufort Sea started in 1976, and certainly there has been a good deal of progress in terms of technologies and procedures for use in the Arctic environment since that time. So, there has, in fact, been substantial progress. There is still a lot to learn.

[*Traduction*]

**L'honorable M. Caccia:** Nous sommes d'accord, monsieur le président.

**Le sénateur Doody:** A ce sujet, le ministère de l'Environnement n'a-t-il pas son mot à dire dans l'examen que l'Administration fait des demandes de permis? Votre ministère n'est-il pas consulté dans chaque cas?

**M. Gérin:** Oui.

**Le sénateur Doody:** Dans ce cas, n'avez-vous pas de pouvoir de veto au sujet des régions que vous considérez écologiquement vulnérables? Le ministère de l'Environnement du Canada ne peut-il pas s'opposer à des activités d'exploration et d'exploitation dans une région donnée?

**L'honorable M. Caccia:** Nous jouons un rôle de conseiller. Nous n'avons pas de pouvoir de veto.

**Le sénateur Doody:** Qui, en dernier ressort, décide si un projet aura ou n'aura pas lieu dans le Nord ou ailleurs sur les terres du Canada? S'il existe un risque écologique évident, est-ce que le ministère de l'Environnement du Canada ne peut pas refuser un permis?

**L'honorable M. Caccia:** Le ministère des Affaires indiennes et du Nord a pouvoir décisionnel.

**Le sénateur Doody:** C'est donc ce ministère qui a le dernier mot?

**L'honorable M. Caccia:** Oui.

**Le sénateur Guay:** Vous devriez donc vous tenir en contacts très étroits avec le ministre des Affaires indiennes et du Nord pour vous assurer qu'on tient compte des préoccupations du ministère de l'Environnement.

**L'honorable M. Caccia:** Oui.

**Le sénateur Guay:** Je présume que dès que vous êtes informé de quelque chose, vous communiquez avec le ministre des Affaires indiennes et du Nord.

J'aimerais revenir à une question que j'ai posée plus tôt au sujet des études de transport dans le Nord. Je crois que nous en avons déjà parlé il y a deux ou trois ans. Il s'agit du fonds de 30 millions de dollars dont on a parlé plus tôt.

**Le président:** Le Fonds renouvelable des études sur l'environnement?

**Le sénateur Guay:** Oui. J'ai l'impression que nous nous retrouvons au même point tous les ans. Il ne semble pas que nous accumulions de données nouvelles. Les sociétés pétrolières aimeraient que les ministères de l'Environnement et des Transports, entre autres, fassent un choix final quant au meilleur mode de transport dans le Nord.

Nous en sommes toujours aux recherches sur la glace, aux risques de déversements, etc. Nous semblons toujours revenir au même point. Estimez-vous que nous nous acheminons vers une décision finale à ce sujet?

**M. Gérin:** Sans aucun doute, les progrès sont lents. Rien de spectaculaire. Il n'y a pas eu de véritable percée. L'exploration dans la Mer de Beaufort a commencé en 1976 et des progrès importants ont été enregistrés en ce qui concerne les techniques et méthodes à utiliser dans l'environnement arctique depuis cette époque. Il y a donc eu des progrès importants,

[*Text*]

Progress, in a sense, ought to be slow. Your own report recommended that we proceed with private projects, and I think the economic situation is going to lead us in that direction. We may see some smaller scale projects take place, which will help us learn even more.

I think one can say that there has been progress, both in terms of the information acquired and our ability to use it; but that progress is gradual, not dramatic. And it also speaks to the fact that we should proceed slowly and carefully in the Arctic environment.

**Senator Guay:** Studies in respect of transportation in the North have been made by both Transport Canada and Environment Canada, and others. Is there any means by which you can get the various government departments involved together, with the aim of reaching a final decision?

**Mr. Gérin:** There are several ways, senator, some of which have emerged since the consideration of this by your committee. Certainly, NOGAP represents a coming together of all of our needs and agreement amongst all departments concerned, under DIAND's leadership, that there be an overall management of government programs. That is happening. Dr. Macpherson co-chairs the Environmental Advisory Committee on Arctic Marine Transportation, composed of representatives of Transport Canada, Environment Canada, and Fisheries and Oceans, and all of the studies and issues related to transportation in the Arctic are brought before that committee. Over the years, we have developed a good dialogue.

Again, a lot of the impetus for that was the urging of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline that we harmonize our work and get going.

**Senator Guay:** How often do officials from the various departments meet?

**Mr. Gérin:** I will ask Dr. Macpherson to speak to that.

**Dr. Macpherson:** Mr. Chairman, the Environmental Advisory Committee on Arctic Marine Transportation, which advises the Coast Guard, Northern District, sits four times a year, and it has working groups and sub-committees which meet on a more frequent basis.

**Senator Guay:** Mr. Chairman, I am going back to the environmental management mentioned by the minister in the context of sensitive areas. I asked the question earlier in respect of dumping. Does DOE agree that the North is more susceptible to environmental changes; and if so, should anti-pollution measures and regulations be more stringent north of 60°?

You made reference earlier to sensitive areas. You might explain that at the same time.

**Hon. Mr. Caccia:** Mr. Chairman, the overwhelming evidence of studies produced so far is that the Arctic is a very fragile environment. The question of more stringent anti-pollu-

[*Traduction*]

mais il y a encore beaucoup à apprendre. En un sens, les choses doivent progresser lentement. Votre rapport recommandait de donner suite à des projets privés et j'estime que la situation économique nous imposera ce choix. Des projets de moindre envergure verront le jour et nous aideront à améliorer nos connaissances.

On peut dire que des progrès ont été enregistrés, tant au chapitre de l'information accumulée que de notre aptitude à l'utiliser; mais il s'agit de progrès graduels, non spectaculaires. Il va de soi que nous devons procéder lentement et avec précaution dans le milieu arctique.

**Le sénateur Guay:** Des études concernant le transport dans le Nord ont été effectuées par les ministères des Transports et de l'Environnement du Canada et par d'autres. Existe-t-il des moyens pour amener les divers ministères à prendre ensemble une décision finale?

**M. Gérin:** Il existe plusieurs moyens, sénateur, dont certains ont été proposés depuis que votre comité a entammé l'étude de la question. Le Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord a permis à tous les ministères concernés de rechercher ensemble la réponse à leurs besoins et d'assurer, sous la direction du ministère des Affaires indiennes et du Nord, une gestion globale des programmes du gouvernement. C'est ce qui se produit. M. Macpherson est coprésident du Comité consultatif environnemental du Transport maritime dans l'Arctique, composé de représentants des ministères des Transports, de l'Environnement et des Pêches et Océans du Canada et auquel toutes les études et questions concernant le transport dans l'Arctique sont soumises. Au cours des années, nous sommes parvenus à établir un dialogue efficace.

Encore une fois, le dynamisme était inculqué en bonne partie par le Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord qui nous pressait d'harmoniser nos travaux et d'aller de l'avant.

**Le sénateur Guay:** A quel intervalle les fonctionnaires des divers ministères se rencontrent-ils?

**M. Gérin:** Je demanderai au docteur Macpherson de répondre à cela.

**M. Macpherson:** Monsieur le président, le Comité consultatif environnemental du Transport maritime dans l'Arctique, qui conseille la garde côtière, District nord, se réunit quatre fois par année, et ses groupes de travail et sous-comités se réunissent encore plus fréquemment.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le président, je reviens à la question de la gestion de l'environnement mentionnée par le ministre, relativement aux régions vulnérables. J'ai soulevé la question plus tôt au sujet des déversements. Est-ce que le ministère de l'Environnement reconnait que le Nord est une région plus vulnérable aux changements écologiques; et, dans l'affirmative, des mesures et des règlements anti-pollution plus rigoureux ne devraient-ils pas être appliqués au nord du 60$^{e}$ parallèle?

Vous faisiez allusion plus tôt aux régions vulnérables. Vous pourriez peut-être expliquer en même temps de quoi il s'agit.

**L'honorable M. Caccia:** Monsieur le président, les études produites à ce jour révèlent que l'Arctique est un environnement très fragile. Le ministère de l'Environnement du Canada

[*Text*]

tion measures is one that Environment Canada keeps in mind. No effort is spared ensuring that no unnecessary risks are taken and that, where risks have to be taken, they are kept to a minimum. Pollution prevention systems comprise an important aspect, and these have been improved.

When activities of a technological nature are introduced into such a fragile environment, not only do we have to be very careful, but we have to ask ourselves whether we should pursue other options, options that would not be potentially as damaging if anything were to go wrong.

Senator Guay made reference earlier to always getting back to the same mark. I have sympathy for his view. While we do make progress in terms of what we can safely do in the North, we cannot help but have the feeling that we are always operating on the edge of a razor. We always get back to the fundamental question of whether we can safely operate in that environment, extracting whatever resources we want to extract and, having completed our search and exploitation of the resource, leave that environment the way we found it.

That is the ultimate goal. I do not know whether there is a clear answer to that. Certainly we in Environment Canada are committed to that goal. While hydrocarbon development is given all this attention, and understandably so, we would like to see the development of options that would not require anti-pollution/pollution prevention measures, such as the development of herds with economic value, hunting activities, tourist activities, activities related to the production of arts and crafts, all of which are more compatible with that environment and would not require the importation of heavy machinery and the taking of risks. Once a spill takes place in the Arctic, we are faced with long-term consequences. No matter how stringent our anti-pollution measures, these sensitive areas will remain susceptible to long-term damage. While we are bringing to a conclusion our efforts in respect of hydrocarbon resource development, we have to think about the economic future of this area after the rigs have departed. We have to ensure that the peoples of the North have a sustainable future within their environment and without threat to it—and the threat comes through hydrocarbon resource development.

**Senator Guay:** Mr. Minister, how do you know that your regulations are adhered to? What kinds of inspections do you carry out to ensure that your regulations are followed?

**Dr. Macpherson:** We work closely with other government departments in this respect, particularly with the Department of Indian Affairs and Northern Development. We have personnel in key areas in the North. We now have staff from the Environmental Protection Services in both Frobisher Bay and Inuvik. While these individuals make regular field trips, they rely very much on local input as to what the concerns are in the various communities. That is the means by which we gather information and follow up on problems.

We have entered prosecutions from time to time with the Department of Justice on specific pollution incidents and we

[*Traduction*]

retient la possibilité d'appliquer des mesures de luttes contre la pollution plus rigoureuses. Nous ne ménageons aucun effort pour nous assurer qu'aucun risque inutile n'est pris, mais si des risques doivent être pris, qu'ils soient réduits au minimum. Les systèmes de prévention de pollution représentent un élément important et ils ont été améliorés.

Lorsqu'on effectue des travaux techniques dans un milieu aussi fragile, il faut non seulement être très prudent, mais encore se demander s'il ne serait pas possible de retenir d'autres solutions, moins dommageables au cas où des difficultés surviendraient.

Le sénateur Guay disait tout à l'heure que nous nous retrouvons toujours au point de départ. Je comprends son point de vue. Bien que nous marquions des progrès en termes de sécurité dans le Nord, nous avons toujours l'impression de travailler sur la lame d'une rasoir. On en revient toujours à se poser la question fondamentale: est-il possible d'intervenir en toute sécurité dans ce milieu, dans extraire les ressources voulues et, l'exploration et l'exploitation des ressources terminées, l'environnement pourra-t-il être laissé intact.

C'est le but ultime. Je ne sais pas si on a vraiment répondu à cette question. En tout cas, c'est le but que poursuit le ministère de l'Environnement du Canada. Bien qu'on accorde beaucoup d'attention aux hydrocarbures, et pour cause, nous aimerions voir la mise en valeur d'autres ressources ne nécessitant pas de mesures de lutte et de prévention de la pollution, comme par exemple l'exploitation de troupeaux à valeur économique, la chasse, le tourisme, des activités reliées à la production d'art et d'artisanat, autant de choses plus compatibles avec le milieu et qui ne nécessiteraient pas l'importation de machines lourdes et ne comporteraient pas de risques. Tout déversement d'hydrocarbures dans l'Arctique a des conséquences à long terme. Peu importe la sévérité des mesures de lutte contre la pollution, les régions arctiques demeureront exposées à des dommages à long terme. Bien que nous soyons sur le point de mener à terme nos efforts concernant la mise en valeur des ressources d'hydrocarbures, nous devons aussi nous préoccuper de l'avenir économique de la région après que le matériel de forage en aura été retiré. Il faut nous assurer que les résidents du Nord aient un avenir dans leur milieu, sans qu'ils soient menacés, la menace provenant de l'exploitation des ressources d'hydrocarbures.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le ministre, comment vous assurez-vous qu'on se conforme aux règlements? Quel genre de vérifications effectuez-vous?

**M. Macpherson:** Nous travaillons en étroite collaboration avec les autres ministères, particulièrement le ministère des Affaires indiennes et du Nord. Nous avons des représentants dans les principales régions du Nord, et notamment des représentants du Service de la protection de l'environnement à Frobisher Bay et Inuvik. Bien que ces gens effectuent des tournées à intervalles réguliers, ils se fient beaucoup aux informations locales pour connaître les préoccupations des diverses collectivités. C'est ainsi que nous recueillons nos renseignements et recherchons des solutions aux problèmes.

De temps à autre, nous avons intenté des poursuites avec l'aide du ministère de la Justice à la suite de cas de pollution et

[*Text*]

have been able to obtain information on these incidents for purposes of prosecution. People come forward very readily to assist our officials in their inquiries, and as a result we have been successful in a number of prosecutions.

**Senator Guay:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Supplementary to what senator Doody raised a moment ago, in your publication "Environment Canada and the North," you state that, in the event of disagreement between departments, you would use your "coordination and horizontal powers to influence or direct government policies and programs." What are "horizontal powers"? And did you use co-ordination or horizontal power to influence the decision on Stokes Point?

**Hon. Mr. Caccia:** I share your puzzlement, Mr. Chairman. Perhaps I will let the authors of that phraseology answer the question.

**Mr. Gérin:** I whispered to the Minister, Mr. Chairman, that it is jargon invented by bureaucrats.

**The Chairman:** Mr. Gérin, I am fairly fluent in English and I am trying to be fluent and capable in the French language, but I shall never understand bureaucrates. Would you now explain it to me?

**Mr. Gérin:** Thank you, Mr. Chairman—and with apologies for the jargon. At the time the act of the department was rewritten—it was proclaimed under the Goivernment Reorganization Act, 1979—the Privy Council Office, along with us, was insistent that it recognize the responsibility of the minister to advise his colleagues on environmental matters. As you know, every minister is responsible for the discharge of his duties, his responsibilities, including the environmental aspect.

The Minister of the Environment, though without powers of authority over his colleagues, has the responsibility under the act to advise his colleagues and, indeed, to provide some guidelines through orders in council setting out his advice to his colleagues. This is what is meant by that phrase—a phrase which appears in some of our publications. It is the minister's ability to work with others so that they assume their responsibilities, but with our help and assistance.

**Hon. Mr. Caccia:** It probably should have read "interdepartmental consultation," Mr. Chairman.

**The Chairman:** It should have simply said "coordination." That would be good enough.

Honourable senators, at this point the Minister has to leave us to attend to his duties in the House. Mr. Gérin and the other officials will be able to handle any other questions we have.

Thank you, Mr. Minister, for your presence.

Mr. Gérin, could you enlighten us with respect to the Northern Land Use Planning Program, which is one of the initiatives you say the Special Senate Committee on the Northern Pipeline precipitated.

[*Traduction*]

nous avons pu obtenir des renseignements sur ces incidents en vue des poursuites. Les gens acceptent facilement de collaborer à ces enquêtes avec nos représentants, ce qui nous a permis de gagner un certain nombre de causes.

**Le sénateur Guay:** Je vous remercie, monsieur le président.

**Le président:** Pour ajouter à ce que le sénateur Doody disait il y a un moment, vous précisez dans votre publication intitulée «Environment Canada and the North» (le ministère de l'Environnement du Canada et le Nord) qu'en cas de désaccord entre les ministères, vous feriez usage de vos «pouvoirs de coordination et pouvoirs horizontaux pour influencer ou orienter les politiques et programmes gouvernementaux». Que veux dire «pouvoirs horizontaux»? Avez-vous utilisé vos pouvoirs de coordination ou vos pouvoirs horizontaux pour influencer la décision dans le cas de Stokes Point?

**L'honorable M. Caccia:** Je partage votre étonnement, monsieur le président. Je laisserai les auteurs de cette phraséologie répondre à la question.

**M. Gérin:** Je soufflais au ministre, monsieur le président, qu'il s'agit d'un jargon inventé par les bureaucrates.

**Le président:** Monsieur Gérin, je maîtrise passablement bien l'anglais et je tente d'en faire autant en français, mais jamais je ne comprendrai la langue des bureaucrates. Pourriez-vous m'expliquer ce que cela veut dire?

**M. Gérin:** Merci, monsieur le président—et mes excuses pour le jargon. A l'époque où la loi du ministère a été refondue—et proclamée sous le régime de la loi de 1979 sur l'organisation du gouvernement—le bureau du Conseil privé, avec notre accord, a insisté pour que le ministre ait la responsabilité de conseiller ses collègues relativement aux questions écologiques. Comme vous le savez, chaque ministre doit voir à l'exécution de ses obligations et responsabilités, notamment en matière d'environnement.

En vertu de la loi, le ministre de l'Environnement, même s'il n'exerce sur ses collègues aucune autorité, peut les conseiller et émettre certaines lignes directrices par voie de décret précisant ses conseils à ses collègues. Voilà le sens de cette expression, qui est reprise dans certaines de nos publications. Le ministre est abilité à travailler avec d'autres ministres afin qu'ils assument leurs responsabilités, mais avec leur aide et soutien.

**L'honorable M. Caccia:** Monsieur le président, on aurait plutôt dû employer l'expression «consultation interministérielle».

**Le président:** On aurait simplement dû parler de «coordination». Ce serait bien suffisant.

Honorables sénateurs, le ministre doit maintenant nous quitter pour se rendre à la Chambre. Monsieur Gérin et les autres représentants pourront fort bien répondre à nos questions.

Merci, monsieur le Ministre, de votre présence.

Monsieur Gérin, pourriez-vous nous donner des précisions sur le Programme d'aménagement des Territoires du Nord créé à l'initiative du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord?

[*Text*]

**Mr. Gérin:** Mr. Chairman, it is a program under the responsibility of the Department of Indian Affairs and Northern Development, with the cooperation of several other departments, the purpose of which is to develop a consensus on what ought to take place, the type of land use planning that should take place in the different regions of the North. The approach will be to identify certain priority areas or regions subject to a lot of activity. For instance, the northern Yukon, the Mackenzie Delta, Lancaster Sound.

A process of consultation and planning will take place in those areas that should result in agreement as to the nature of the major activities that should take place within a given region.

The Department of Indian Affairs and Northern Development is responsible for setting that program up, for involving other departments, and for consulting the territorial governments and involving them in the actual discharge of the program.

It is an approach to more rationality, if I may use that word, in determining in advance the kinds of activities that should take place in the various regions of the North.

**The Chairman:** It is a very worthwhile approach, if it is bringing together the territorial governments and the federal government departments involved. How far have you progressed with this program?

**Mr. Gérin:** The answer, Mr. Chairman, is that there are as yet no such plans that are actually taking place. The Lancaster Sound regional review is the closest process to it. There are no other studies currently being implemented under that program.

**Le sénateur Thériault:** Je vous pose la question suivante: Le développement du grand Nord se fait-il trop rapidement, assez rapidement ou à un rythme normal? Quelle est votre réponse?

**M. Gérin:** C'est une question qui demande une réponse très subjective.

**Le sénateur Thériault:** Du point de vue de l'environnement.

**M. Gérin:** Je vous réponds en vous disant que nous sommes plus confortables avec le tempo actuel des choses. Nous sommes partis il y a quelques années guidés d'aspirations, d'objectifs concernant ces fameux megaprojets. Nous avons connu des investissements spectaculaires, on a parlé de 50 milliards de dollars dans la mer de Beaufort tout simplement. Ce genre de programme ou d'aspiration nous effrayait. La réalité a fait que nous procédons à un rythme beaucoup plus graduel, qui se révèle d'ailleurs plus à la mesure de nos capacités de gestion et d'appréciation. Je ne dirais pas que nous allons trop lentement, car d'un certain point de vue, on pourrait souhaiter aller aussi lentement que l'on veut. Il n'y a pas de raison de dire que nous procédons trop rapidement à l'heure actuelle. Nous n'avons pas fait de fracas. L'approche devient plus gradualiste et cela est convenable. Cela doit être.

**The Chairman:** Mr. Gérin, I can only comment, in conclusion, that while we were instrumental in providing the momentum for three programs—NOGAP, the Northern Land Use Planning, and the Northern Regulatory Review—as I under-

[*Traduction*]

**M. Gérin:** Monsieur le président, il s'agit d'un programme administré par le ministère des Affaires indiennes et du Nord, en collaboration avec divers autres ministères, et qui vise à créer un consensus sur les mesures à prendre et le type de planification d'utilisation des terres qui devraient être retenu dans les diverses régions du Nord. Le programme permettra d'identifier les zones ou régions prioritaires où une activité intense à lieu. Par exemple, le nord du Yukon, le delta du Mackenzie, le détroit de Lancaster.

Un processus de consultation et de planification se déroulera au sujet de ces régions afin de parvenir à un accord quant à la nature des principales activités qui devraient avoir lieu dans une région donnée.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord est chargé d'établir ce programme, d'obtenir la participation d'autres ministères, de consulter les gouvernements des Territoires et d'obtenir leur participation.

Ce programme devrait permettre de déterminer à l'avance, de façon plus rationnelle, les types d'activités qui devraient avoir lieu dans diverses régions du Nord.

**Le président:** Ce programme constituera une mesure très valable s'il permet d'obtenir la participation des gouvernements des territoires et celle des ministères fédéraux. Où en est le programme à l'heure actuelle?

**M. Gérin:** En fait, monsieur le président, aucun projet de ce genre ne s'est encore concrétisé. L'étude régionale du détroit de Lancaster est la mesure la plus concrète à ce jour. Aucune autre étude n'est actuellement en cours dans le cadre de ce programme.

**Senator Thériault:** My question is as follows: Do you think that the pace of development in the North is too rapid or do you feel the pace is normal?

**Mr. Gérin:** That is a question that calls for a very subjective answer on my part.

**Senator Thériault:** I mean from an environmental standpoint?

**Mr. Gérin:** Let me answer that we are satisfied and comfortable with the present rate of development. We started out several years ago full of aspirations and with much hope in these famous megaprojects. We witnessed spectacular investments, $50 billion alone in the Beaufort Sea. Development on this scale frightened us. The fact of the matter is that things have moved ahead at a much more gradual pace, one that has proved to be more in line with our management and development abilities. I would not say that the pace has been too slow, because, to a certain extent, we wish that things could go as slow as we wanted. There is no reason to say either that we are proceeding too quickly at present. We have not complained. The approach to development has been gradual and that has been agreeable to us. That is how things must be.

**Le président:** Monsieur Gérin, en conclusion, bien que nous ayons contribué à donner l'impulsion à trois programmes, le P.I.P.G.N., le Programme d'aménagement des territoires du Nord et le Programme d'examen de la réglementation applica-

[*Text*]

stand what you have told me this morning, not one of those programs is off the ground, and it has now been 18 months since the report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline was tabled. Your minister has invited us to "continue our scrutiny," and I wish to assure you that we are going to continue our scrutiny. I hope that when we next meet, these things will be off the ground, because they are very important to the development of the North.

**Mr. Gérin:** There is a nuance, Mr. Chairman. NOGAP is off the ground. There was an initial funding. The expanded program has been approved by Cabinet. Funds have been appropriated. Therefore, the first program is very much off the ground.

**Senator Guay:** How far off the ground?

**Mr. Gérin:** Moneys have been allocated for the fiscal year 1984-85 and the departments concerned do have the resources established under that program for the fiscal year 1984-85. So, that is an operational program. It is fair to say that that program is operational.

Land use, as you know, is of course the responsibility of the federal government. The role that the territorial governments should play in that is a difficult one. The process is an evolving one. I would prefer to leave it to my colleagues in DIAND to speak to that. I can say to you that while the framework has been put in place and we are ready to go, the question of the responsibility for land use presents a problem at the moment.

As to the Northern Regulatory Review, I agree with you, Mr. Chairman, that that is yet to come.

**The Chairman:** With respect to land use, the Minister of Indian Affairs and Northern Development, speaking recently to the Northwest Territories Council, said that his department had drafted an agreement on land use planning in the Northwest Territories. So, there is an agreement drafted. It is to be hoped that it has progressed beyond the draft stage. We shall certainly question DIAND officials about that when they appear before us.

Thank you very much, gentlemen, for your attendance.

The Committee adjourned.

[*Traduction*]

ble au Nord, d'après ce que vous m'avez dit ce matin, aucun de ces programmes n'a démarré et 18 mois se sont maintenant écoulés depuis que le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord a présenté son rapport. Votre ministre nous a invité à «poursuivre notre étude en profondeur» et je vous assure que nous allons le faire. J'espère que lorsque nous nous reverrons, ces programmes auront démarré, car ils sont très importants pour le développement du Nord.

**M. Gérin:** Il faut apporter une nuance, monsieur le président. Le P.I.P.G.N. a démarré. Il y a eu financement initial. Le programme a été approuvé par le cabinet. Des fonds ont été affectés. Par conséquent, le premier programme est déjà bien parti.

**Le sénateur Guay:** Dans quelle mesure?

**M. Gérin:** Les crédits ont déjà été affectés pour l'année 1984-1985 et les ministères concernés disposent des fonds affectés au Programme pour l'année financière 1984-1985. Le programme est donc opérationnel. On peut donc dire que le programme est opérationnel.

Comme vous le savez, l'utilisation des terres relève évidemment du gouvernement fédéral. Le rôle que les gouvernements territoriaux devraient jouer à ce sujet est difficile. Le processus est en développement. Je préférerais laisser à mes collègues du ministère des Affaires indiennes et du Nord le soin d'intervenir à ce sujet. Je puis vous dire que bien que le cadre du programme soit en place et que nous soyons prêts à démarrer, la question de la responsabilité de l'utilisation des terres pose un problème à l'heure actuelle.

Pour ce qui est du Programme d'examen de la réglementation applicable au Nord, je reconnais comme vous, monsieur le président, qu'il n'a pas encore démarrer.

**Le président:** Au sujet de l'utilisation des terres, le ministre des Affaires indiennes et du Nord, s'adressant récemment au Conseil des territoires du Nord-Ouest, a affirmé que son ministère a préparé un accord sur la planification de l'utilisation des terres dans les territoires du Nord-Ouest. Il y a donc un projet d'accord. Espérons qu'on a maintenant dépassé l'étape du projet. Nous interrogerons certainement les représentants du ministère des Affaires indiennes et du Nord à ce sujet dès qu'il comparaîtront.

Je vous remercie beaucoup, messieurs, de votre présence.

Le Comité suspend ses travaux.

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the Department of the Environment:*

Mr. Jacques Gérin, Deputy Minister;

Dr. E. Fred Roots, Science Advisor;

Dr. Andrew H. Macpherson, Regional Director General, Western and Northern Region;

Mr. C. A. (Sandy) Lewis, Senior Policy Advisor.

*Du Ministère de l'Environnement:*

M. Jacques Gérin, sous-ministre;

M. E. Fred Roots, conseiller en sciences;

M. Andrew H. Macpherson, directeur général régional pour la région de l'Ouest et du Nord;

M. C. A. (Sandy) Lewis, conseiller principal en politique.

**Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

**En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, April 17, 1984

Le mardi 17 avril 1984

**Issue No. 4**

**Third Proceedings on:**

National Energy Program

**Fascicule nº 4**

**Troisième fascicule concernant:**

Le Programme énergétique national

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

36758—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 23, 1984:

"With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février 1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, APRIL 17, 1984
(7)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:03 p.m., with the Chairman, the Honourable Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Doody, Guay, Hastings, Le Moyne and Thériault. (6)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant—ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

*Witnesses:*

*From the Department of Energy, Mines and Resources:*

Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister;

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840417-02 On motion of the Honourable Senator Le Moyne, it was agreed,—That notwitstanding resolution RC840118-05,—That the Committee print 1,800 copies of its *Minutes of Proceedings and Evidence.*

RC840417-03 On motion of the Honourable Senator Doody, it was agreed,—That the following documents from the Department of Energy, Mines and Resources, entitled: "Oil Supply/Demand Balances" (*See Appendix "ENR-4A"*); "Submission of Additional Evidence to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources" (*See Appendix "ENR-4B"*); "International Comparisons of Fiscal Regimes" (*See Appendix "ENR-4C"*); and "The Petroleum Incentives Program and Rig and Ship Sourcing" (*See Appendix "ENR-4D"*) be appended to this day's proceedings.

The witnesses continued their testimony.

At 4:25 p.m., the Committee adjourned for a brief period and at 4:55 p.m., the sitting resumed.

At 6:04 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 17 AVRIL 1984
(7)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 03 sous la présidence de l'honorable Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Doody, Guay, Hastings, Le Moyne et Thériault. (6)

*Présent mais ne faisant pas partie du Comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Aussi présents: De la bibliothèque du Parlement, Service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef; M^me^ Lynne C. Myers, attachée de recherche et M. Philip DeMont, adjoint à la recherche—ÉGALEMENT M. Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité.

*Témoins:*

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*

M. Paul M. Tellier, sous-ministre;

M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'y a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

RC840417-02 Sur motion de l'honorable sénateur Le Moyne il est convenu—Que nonobstant la résolution RC840118-05—le Comité imprime 1,800 exemplaires de ses *procès-verbaux et témoignages.*

RC840417-03 Sur motion de l'honorable sénateur Doody, il est convenu—que les documents suivants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, intitulés: «Oil Supply/Demand Balances» (*Voir Annexe «ERN-4A»*); «Submission of Additional Evidence to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources» (*Voir Annexe «ERN-4B»*); «International Comparisons of Fiscal Regimes» (*Voir Annexe «ERN-4C»*); et «The Petroleum Incentives Program and Rig and Ship Sourcing» (*Voir Annexe «ERN-4D»*) soient annexés aux délibérations de ce jour.

Les témoins poursuivent leurs témoignages.

A 16 h 25, le Comité suspend ses travaux pour une courte période et la séance reprend à 16 h 55.

A 18 h 04, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, April 17, 1984

[*Texte*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:00 p.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*)

**The Chairman:** Honourable Senators, there has been quite a demand for *Hansard* of our proceedings. We now print 1,000. I would ask for a motion that we print 1,800 copies of our proceedings for all meetings.

**Senator Le Moyne:** I so move, Mr. Chairman.

**Hon. Senators:** Agreed.

**The Chairman:** Honourable Senators, we are today continuing our study of the National Energy Program. Back with us is the Deputy Minister of Energy, Mines and Resources, Mr. Paul M. Tellier, and with him, Dr. Len Good, the Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

I understand that there will be a vote in the Senate a little later, at which time we will adjourn the meeting and reconvene following the taking of the vote.

At our previous meeting we discussed the three basic objectives of the National Energy Program and the various component parts thereof put in place to reach those goals.

Do Honourable Senators have further questions on the subject of self-sufficiency? If not, perhaps I might put a question or two.

Mr. Tellier, is the objective of self-sufficiency as important today as it was in 1980? While declining real prices and surpluses may have lessened the apparent urgency of moving quickly to self-sufficiency, does the increasing dangerous political situation existing in the Far East more than restore that urgency?

**Mr. P. M. Tellier, Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources:** That is a difficult question to address, Mr. Chairman, as it calls for a judgment. It is very subjective. Self-sufficiency is current government policy, and self-sufficiency remain a very high priority.

We are now in a position to table with your committee certain information on supply and demand that was requested when we last met. In respect of supply and demand, the Department of Energy, Mines and Resources has produced three scenarios. Depending on the assumptions one uses, one gets a different outcome.

I will be pleased to table, as well, information outlining an international comparison of the fiscal régime that the oil and gas industry is facing. We have used the United Kingdom and Norway as the basis of this comparison.

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 17 avril 1984

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 heures en vue d'examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, nos procès-verbaux et témoignages sont très demandés. Nous imprimons actuellement 1 000 exemplaires des délibérations de toutes nos réunions. Je vous demanderais de proposer que ce chiffre soit porté à 1 800.

**Le sénateur Le Moyne:** J'en fais la proposition, monsieur le président.

**Des voix:** D'accord.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous poursuivons aujourd'hui notre étude du Programme énergétique national. Nous avons une fois de plus parmi nous le sous-ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Paul M. Tellier, accompagné de M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Je crois comprendre qu'il y aura un peu plus tard au Sénat un vote pour lequel nous interromprons la séance.

Au cours de notre réunion précédente, nous avons discuté des trois objectifs de base du Programme énergétique national et des divers mécanismes mis en place pour les atteindre.

Les honorables sénateurs ont-il d'autres questions à poser au sujet de l'autosuffisance? Sinon, peut-être pourrais-je moi-même poser une question ou deux.

Monsieur Tellier, l'objectif de l'autosuffisance est-il aussi important aujourd'hui qu'il l'était en 1980? La réduction des prix réels et les surplus peuvent avoir atténué l'apparent besoin d'atteindre le plus tôt possible l'autosuffisance, mais la situation politique précaire qui règne en Extrême-Orient ne nous place-t-elle pas une fois de plus dans la même situation?

**M. P. M. Tellier, sous-ministre, Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** C'est une question à laquelle il est difficile de répondre, monsieur le Président, étant donné qu'il faut porter un jugement très subjectif. L'autosuffisance sous-tend la politique actuelle du gouvernement et constitue toujours un objectif prioritaire de celui-ci.

Nous sommes maintenant en mesure de présenter à votre comité certains renseignements sur l'offre et la demande qui nous ont été demandés la dernière fois que nous nous sommes rencontrés. A cet sujet, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a imaginé trois scénarios. Les résultats diffèrent selon les hypothèses utilisées.

Il me fera également plaisir de vous communiquer les résultats d'une comparaison entre les régimes fiscaux auxquels sont assujetties les industries pétrolières et gazières de divers pays. Le Royaume-Uni et la Norvège ont servi de base à cette comparaison.

[*Text*]

We will also table a document dealing with the allocation of domestic oil to the Atlantic provinces. As you will recall, the committee asked about the extent to which the Atlantic provinces were dependent on foreign crude as opposed to western crude. In addition to that, we have a paper to table on the relationship between PIP, the Petroleum Incentive Program, and the sourcing of rigs and ships.

We will table all of that information with the clerk of your committee, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Tellier. I am now in possession of the documents. May I have a motion to append these documents to the proceedings of today's date?

**Senator Doody:** I so move, Mr. Chairman.

**The Chairman:** Is it agreed?

**Hon. Senators:** Agreed.

(*For text of documents, see Appendices, p. A:1*)

**The Chairman:** As you have stated that self-sufficiency still remains a priority, my next question has to do with our dependence on foreign supply.

If we are to remain dependent on significant amounts of imported crude oil beyond 1990—and it looks as though we are going to have to go beyond 1990—what assurances do we have, if any, that the necessary amounts will remain available, particularly in the event that there is a major disruption of offshore supply?

**Mr. Tellier:** One of the papers that we tabled with your committee today addresses that question. Our security of supply at this point in time is provided through contracts with friendly producing countries such as Mexico and Venezuela.

There is additional capacity in the Sarnia-Montreal Pipeline. Therefore, imports could be further displaced by western crude.

At the last meeting we were asked whether there would be sufficient tankers to move that crude one way or another. The answer to that is yes. However, in a crisis situation, the rates for these tankers could increase. And finally, if such an eventuality were to materialize, it would be possible to have some swapping arrangement with the producers in the U.S. pursuant to which some of our Western crude would go to U.S. refiners, with Canada getting in turn some products coming out of the eastern U.S. refineries.

**The Chairman:** The last figure I had on supply-demand—and I am going from memory now—was that by 1990 we would have 28 million cubic metres from the Offshore and eight thousand cubic metres from the Frontier. That equates to about 150,000 barrels a day, doesn't it?

**Mr. Tellier:** Yes.

**The Chairman:** Perhaps I should state it in terms of barrels. As I understand it, we would have, per day, 50,000 from the North and about 100,000 barrels from the offshore. From

[*Traduction*]

Nous vous présenterons également un document sur l'allocation du pétrole canadien aux provinces de l'Atlantique. Vous vous souviendrez sans doute que le Comité nous avait demandé dans quelle mesure celles-ci dépendaient du brut importé par opposition à celui de l'Ouest. En outre, nous avons à vous présenter un document sur les liens qui existent entre le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) et l'approvisionnement des installations de forage et des navires.

Nous remettrons tous ces documents au greffier de votre Comité, monsieur le président.

**Le président:** Merci beaucoup, monsieur Tellier. J'ai maintenant en main ces documents. Quelqu'un pourrait-il proposer qu'ils soient annexés au procès-verbal de la réunion d'aujourd'hui?

**Le sénateur Doody:** J'en fais la proposition, monsieur le président.

**Le président:** Les sénateurs sont-ils d'accord?

**Des voix:** D'accord.

(*Pour le texte des documents, voir les appendices, p. A:29*)

**Le président:** Vous avez dit que l'autosuffisance demeurait une priorité; ma prochaine question concerne notre dépendance à l'égard du pétrole importé.

Si nous devons continuer, au-delà de 1990, à compter largement sur du pétrole brut importé, et c'est la tendance qui semble se dessiner actuellement, comment pouvons-nous être assurés des quantités dont nous aurons besoin, advenant surtout une interruption majeure de l'approvisionnement en pétrole étranger?

**M. Tellier:** Un des documents que nous avons présentés à votre Comité porte sur cette question. Nous sommes en ce moment assurés de cet approvisionnement grâce à des contrats signés avec des pays producteurs amis comme le Mexique et le Venezuela.

Le pipeline Sarnia-Montréal offre en outre des possibilités additionnelles. Donc, les importations pourraient graduellement être remplacées par du brut de l'Ouest.

Vous nous avez demandé lors de la dernière réunion s'il y aurait suffisamment de pétroliers pour transporter ce brut dans une direction ou dans l'autre. La réponse à cette question est oui. Cependant, en cas de crise, les tarifs pourraient augmenter. Enfin, dans une telle éventualité, il serait possible de conclure avec les producteurs américains des accords en vertu desquels une partie de notre brut de l'Ouest irait aux raffineries américaines, en contrepartie de quoi le Canada obtiendrait certains produits des raffineries de l'Est des États-Unis.

**Le président:** Selon les derniers chiffres que j'avais en main au sujet de l'offre et de la demande, si ma mémoire est bonne, nous disposerions d'ici 1990 de 28 millions de mètres cubes de pétrole sous-marin et de huit mille mètres cubes de pétrole des régions frontalières. Cela revient à environ 150,000 barils par jour, n'est-ce pas?

**M. Tellier:** Oui.

**Le président:** Peut-être devrais-je m'exprimer en termes de barils. Si je comprends bien, nous disposerions, par jour, de 50,000 barils de pétrole provenant du Nord et d'environ

[*Text*]

what source would you make up that shortfall of 150,000 barrels a day, because it does not seem to me that we are going to have that onstream by 1990.

**Mr. Tellier:** We have been working on three scenarios, Mr. Chairman. One has to keep in mind several factors, one of which relates to the demand forecasts. In other words, is demand going to rise at a given rate? Is it going to remain fairly flat? Or will it decrease?

When one tries to forecast demand, one has to address the question of the extent to which the reduction in demand over the last few years is the direct result of the economic recession and the extent to which it is the result of conservation. Having done that, one moves to the supply side, and at that point one has to ask oneself where international prices are going. The higher the international price, the better the economics are in developing some of our sources.

If one works on the high oil price scenario, by 1990 we would be short by just under 100,000 barrels a day. If one works on the low oil price scenario, we could be short by 125,000 barrels a day. And finally, if one combines the low-high price scenario with a high conservation scenario, we end up in a surplus situation. Under that scenario, the supply slightly exceeds the demand, by 8,000 to 10,000 barrels a day.

**The Chairman:** Under the high price scenario, you feel you can move to 100,000 barrels a day. If there are gunboats in the Strait of Hormuz tomorrow, are you saying you could get to 100,000 a day by 1990?

**Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis sector, Department of Energy, Mines and Resources:** Mr. Chairman, perhaps I might at this point make a couple of comments in amplification of Mr. Tellier's statement. The numbers that we have tabled are forecasts, and in some sense they are conservative. For example, we only have 50,000 barrels a day in 1990 from Hibernia. It is quite possible that we could have as high as 200,000 barrels a day. Our best guess is that it will probably be the early 1990s before we get that kind of production from Hibernia. Therefore, we are being conservative in putting it at 50,000 barrels a day. Given an aggressive strategy over the period between now and 1990, we could move that along more quickly.

As well, we have no synthetic plant additional capacity in these numbers. As you know, Petro-Canada is talking about a new synthetic oil sands plant. We will be discussing that with them over the next six months or so. Again, if one were to push on it, that could involve up to 100,000-140,000 barrels a day potential, additional production.

The point that should flow from these numbers that we have tabled is that we have been relatively conservative in our forecasts, and even at that the shortfall is really quite minimal, ranging from zero or a small surplus to a shortfall of 100,000 barrels a day. In our view, that is fairly close to self-sufficiency. With the possibility of those additional sources of pro-

[*Traduction*]

100,000 barils de pétrole sous-marin. Où pourrions-nous nous approvisionner si nous ne disposions pas en 1990 de 150,000 barils, car c'est ce qui risque de se produire.

**M. Tellier:** Comme je vous l'ai dit, monsieur le président, nous avons utilisé trois scénarios. Il faut tenir compte de plusieurs facteurs, dont les prévisions concernant la demande. Autrement dit, la demande augmentera-t-elle à un rythme donné, demeurera-t-elle constante ou diminuera-t-elle?

Lorsqu'on essaie de prévoir la demande, il faut se demander si la baisse enregistrée au cours des quelques dernières années est le résultat direct de la récession économique ou si elle est attribuable aux mesures de conservation prises. Ensuite, il faut passer à l'offre et se demander quelle est la tendance des prix mondiaux. Plus ils sont élevés, plus il est avantageux pour nous de mettre en valeur certaines de nos ressources.

Si l'on présume que le prix du pétrole sera élevé, il nous manquerait en 1990 un peu moins de 100,000 barils par jour. Si l'on présume qu'il ne le sera pas, il pourrait nous manquer 125,000 barils par jour. Enfin, si l'on présume qu'il sera élevé et que des mesures de conservation strictes seront prises, nous pourrions enregistrer un surplus. En vertu d'un tel scénario, l'offre dépasserait largement la demande, soit de 8,000 à 10,000 barils par jour.

**Le président:** Selon le scénario prévoyant un prix élevé, vous pensez que nous pourrions produire 100,000 barils par jour. S'il y avait des navires armés dans le détroit d'Hormuz aujourd'hui, affirmeriez-vous que nous pourrions atteindre une production de 100,000 barils par jour d'ici 1990?

**M. Len Good, sous-ministre adjoint, analyse de la politique énergétique, Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Monsieur le président, peut-être pourrais-je à cette étape-ci faire des observations qui préciseraient la déclaration de M. Tellier. Les chiffres que nous vous avons présentés sont des prévisions, et ils sont conservateurs dans un sens. Par exemple, nous n'avons prévu que 50,000 barils par jour en 1990 en provenance d'Hibernia. Il serait fort possible que la production atteigne 200,000 barils. Nous ne pensons pas pouvoir atteindre cette production bien avant le début des années 90. Nous nous sommes donc montrés conservateurs en l'évaluant à 50,000 barils par jour. Si nous adoptions une stratégie hautement dynamique d'ici là, nous pourrions atteindre cet objectif plus rapidement.

En outre, nous n'avons pas inclus dans ces chiffres la production d'usines additionnelles de pétrole synthétique. Comme vous le savez, Petro-Canada envisage d'ouvrir une nouvelle usine de traitement des sables bitumineux. Nous en discuterons avec elle au cours des six prochains mois. Si cette idée se matérialisait, on pourrait compter sur une production additionnelle de 100,000 à 140,000 barils par jour.

Ce qu'il faut bien comprendre, c'est que nos prévisions sont relativement conservatrices et que malgré tout, le manque à produire est minime, allant de zéro ou d'un faible surplus à un manque de 100,000 barils par jour. A notre avis, cela se rapproche sensiblement de l'autosuffisance. Si nous pouvions compter sur ces sources additionnelles de production et nous

[*Text*]

duction, if we were to be more aggressive, we think that self-sufficiency by 1990 is a feasible goal.

**The Chairman:** Dr. Good, you would have to agree with me that our ability to forecast has been an abysmal failure to date. I am not criticizing you. I realize you are not alone in that regard; you have some distinguished company with you, including the industry and the bankers, and many others. When I hear the prediction now that we are in for a stable condition over the next ten years, with probably a 1 per cent price increase over inflation over the next ten years, I harken back to the record on forecasting and I fear that we will be wrong on that one, too. It certainly remains a very unpredictable area.

**Mr. Tellier:** I agree with you, Mr. Chairman. If there is one thing that the Department of Energy, Mines and Resources has learned over the last three years, it is that we must be cautious about forecasts. There was a consensus within the industry and the financial institutions that there would be high prices in the early 1980s, and as it has turned out everyone was wrong. Now we have the consensus that prices will remain flat for the next few years and then increase more or less by the rate of inflation until the end of the decade. I agree with you that we should be very cautious in accepting the conventional wisdom that is now emerging.

Basically, we are trying to play safe on both sides. In other words, we have placed the demand as steep as possible with no new sources of supply coming onstream. Given that most pessimistic view, we then look at the gap.

This is an area where there can be quite a discrepancy in the views of the key players in the industry. I think it would be fair to say that Shell would take the position that the gap between the supply and demand is going to be quite significant in 1990. To the extent that it is proper for me to speak on their behalf, I would think that Imperial Oil would see the gap as much narrower than would Shell. Our forecasts are at the conservative end of the range.

**The Chairman:** Do you have to use that word, Mr. Tellier!

**Senator Thériault:** Well, let's be 'conservative' for a little while—

**Senator Kirby:** Is it possible, Mr. Chairman, to be progressive at the same time?

**Senator Thériault:** I haven't seen it yet.

**Senator Guay:** There are two different ways you can do it when you are conservative.

**Senator Thériault:** How sure is anyone that there is sufficient oil in our East Offshore area to bring that area into production?

**Mr. Tellier:** The Hibernia oil field, by world standards, is a very large one. As you know, the oil industry usually talks about the three 'p's: the proven reserves, the probable reserves, and the possible reserves. In terms of the first 'p', the proven

[*Traduction*]

montrer plus énergiques, nous pourrions atteindre l'autosuffisance d'ici 1990.

**Le président:** Monsieur Good, vous devez convenir avec moi que vos précisions se sont révélées jusqu'à ce jour lamentablement fausses. Je ne vous critique pas. Je me rends bien compte que vous n'êtes pas les seuls en cause; vous avez de votre côté des gens très distingués, dont l'industrie, les banquiers et de nombreux autres encore. Lorsque vous nous dites que la situation demeurera stable au cours des dix prochaines années et que le prix n'augmentera que de 1 p. 100 par rapport à l'inflation, je pense aux prévisions que vous avez faites antérieurement et je crains que nous ne nous trompions une fois de plus. C'est un domaine dans lequel il est difficile de faire des prévisions.

**M. Tellier:** Je suis d'accord avec vous, monsieur le président. S'il est une chose que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a apprise au cours des trois dernières années, c'est ce qu'il nous faut faire preuve de prudence dans nos prévisions. L'industrie et les établissements financiers s'entendaient pour dire que les prix seraient élevés au début des années 80, et pourtant tout le monde s'est trompé. Tous s'entendent maintenant pour dire que les prix demeureront stables au cours des prochaines années et suivront plus ou moins le taux de l'inflation jusqu'à la fin de la présente décennie. Je suis d'accord avec vous pour dire que nous devrions nous montrer très prudents face à ces sages prévisions.

Fondamentalement, nous essayons de nous montrer prudents sur les deux fronts. Autrement dit, nous avons imaginé la demande aussi élevée que possible tout en ne prévoyant aucune nouvelle source d'approvisionnement. Suivant ces prévisions les plus pessimistes, nous essayons de prévoir le manque à produire.

C'est un domaine dans lequel il peut exister de sérieux différends entre les principales sociétés. Je pense qu'il serait juste de dire que Shell serait d'avis que l'écart entre l'offre et la demande sera très important en 1990. Dans la mesure où je peux me permettre de parler en leur nom, je crois pouvoir dire que l'Imperial Oil prévoirait un écart beaucoup moins grand que Shell. Nos prévisions sont plus conservatrices.

**Le président:** Êtes-vous obligé d'utiliser ce terme!

**Le sénateur Thériault:** Montrons-nous «conservateurs» pendant un instant . . .

**Le sénateur Kirby:** Est-il possible, monsieur le président, d'être progressiste par la même occasion?

**Le sénateur Thériault:** Pas à ce que je parle.

**Le sénateur Guay:** Il y a deux façons de voir les choses lorsque vous vous montrez conservateur.

**Le sénateur Thériault:** Comment quiconque peut-il être certain qu'il y a suffisamment de pétrole au large de la côte est pour se livrer à l'exploitation?

**M. Tellier:** Le gisement pétrolifère Hibernia, selon les normes mondiales, est très vaste. Vous le savez, l'industrie pétrolière parle habituellement des réserves établies, des réserves probables et des réserves possibles. Pour ce qui est des réserves

[*Text*]

reserves, the discrepancy between the numbers of Mobil and those of COGLA, the Canadian Oil and Gas Lands Administration, is very small.

**The Chairman:** What is the number?

**Mr. Tellier:** I am told that it is in the area of 1 billion barrels. As I understand it, the COGLA number in terms of proven is 800 million, and Mobil's number is slightly higher.

**Senator Thériault:** That is the proven reserves?

**Mr. Tellier:** Yes, based on ten or twelve delineating wells which have been drilled and tested.

To focus very specifically on your question, Senator Thériault, assuming that nothing else is found, it would be possible to bring that oil into production. However, the rapidity with which it comes on to the market will depend on the kind of production system used.

To be more specific, if it were "in the national interest" to bring that oil on to the market as quickly as possible, it could be on the market within three and one-half to four years of the production system being approved. But there we are talking most likely of a floating mode as opposed to a production system which would be gravity based, involving a concrete structure on the bottom of the ocean. This could be put in place fairly quickly.

Until the reserves are all proven, you will understand why the partnership would be reluctant to take any decision that would foreclose any options they might have. The issue at this point is not whether this is a commercial field but what is the best way to tap it so as to get the maximum out of that reservoir. Is it better to wait five or seven years to bring that field into production using one method, or would we be better off using a system that would bring it into production in four years but would result in a smaller quantity being realized. Those are the kinds of trade-offs that have to be made.

**Senator Thériault:** Your short answer to my question is that 1 billion barrels cofuld be brought into production in the event that there were a crisis?

**Mr. Tellier:** Yes.

**Senator Thériault:** If there were only approximately 1 billion barrels in the offshore area, wouldn't that affect the price that the industry would have to receive in order to make production viable?

**Mr. Tellier:** Yes. It is a very economic project.

**Senator Thériault:** It is a very economic project?

**Mr. Tellier:** Yes. The economics of the project are good.

**Senator Thériault:** At today's prices?

**Mr. Tellier:** Yes.

**Senator Thériault:** With government taxes and everything else included?

**Mr. Tellier:** Yes.

[*Traduction*]

établies, l'écart entre les chiffres de la Mobil et ceux de l'APGTC, l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada, est très faible.

**Le président:** Quels sont ces chiffres?

**M. Tellier:** On m'a dit qu'ils se situaient aux environs de un milliard de barils. Si je comprends bien, l'APGTC évalue les réserves établies à 800 millions de barils et la Mobil à un peu plus.

**Le sénateur Thériault:** Ce sont les réserves établies?

**M. Tellier:** Oui, compte tenu de dix ou douze puits où ont été effectués des forages et des tests.

Pour répondre précisémnent à votre question, sénateur Thériault, en supposant qu'aucune autre découverte ne soit faite, il serait possible d'exploiter ce pétrole. Cependant, la rapidité à laquelle il sera mis en marché dépend du mode de production qui sera utilisé.

Pour être plus précis, s'il était dans «l'intérêt national» de commercialiser ce pétrole le plus tôt possible, il ne s'écoulerait que de trois ans et demi à quatre ans entre la mise en marché et l'approbation du système de production. Le pétrole serait probablement exploité à partir d'une plate-forme flottante; on choisirait ce mode de production à un autre fondé sur la gravité, c'est-à-dire un taux de forage. Les choses pourraient aller assez vite.

Tant que les réserves n'auront pas toutes été prouvées, il est facile de comprendre pourquoi les parties hésiteraient à prendre une décision qui risquerait de leur fermer toutes les autres portes. La question à cette étape-ci n'est pas de savoir si le gisement est commercialement exploitable, mais bien de trouver le meilleur moyen de l'exploiter de façon optimale. Serait-il préférable d'attendre de cinq à sept ans pour l'exploiter ou d'utiliser une autre méthode qui nous assurerait une production en quatre ans, mais en quantité moindre? Ce sont là des décisions qu'il faut prendre.

**Le sénateur Thériault:** Bref, un milliard de barils pourraient être produits advenant une crise?

**M. Tellier:** Oui.

**Le sénateur Thériault:** Si seulement un milliard de barils environ se trouvaient au large des côtes, cela n'affecterait-il pas le prix que l'industrie devrait exiger pour que la production soit viable?

**M. Tellier:** Oui. C'est un projet très économique.

**Le sénateur Thériault:** C'est un projet très économique?

**M. Tellier:** Oui. Il présente des avantages économiques intéressants.

**Le sénateur Thériault:** Aux prix actuels?

**M. Tellier:** Oui.

**Le sénateur Thériault:** Malgré les taxes gouvernementales et tout le reste?

**M. Tellier:** Oui.

[*Text*]

**The Chairman:** Honourable Senators, the division bells are now ringing. We will adjourn now and reconvene following the taking of the vote in the Senate.

**The Chairman:** I apologize to our witnesses for the interruption. Senator Thériault had been questioning you, Mr. Tellier, on Hibernia, and you indicated that if it were in the national interest it would be feasible to bring Hibernia onstream within 3½ to 4 years and that we have in that field in the neighborhood of 1 billion barrels of oil. You went on to indicate that what is now under consideration is the type of production system that would be put in place for Hibernia. The cost of that production system would have a bearing on the economic feasibility of bringing Hibernia onstream, would it not?

**Mr. Tellier:** On the timing more than anything else, Mr. Chairman.

**The Chairman:** At our previous meeting you said you would leave to the industry the commercial feasibility of production. Could you foresee it being in the corporate interest of a proponent not to bring a reservoir into production?

**Mr. Tellier:** No, I do not think so, Mr. Chairman.

**The Chairman:** You cannot see a scenario where a company might better dedicate most of its efforts to the Western Canadian Basin, where profit is five times as great, and hold any frontier reservoirs in reserve for a better pricing scenario?

**Mr. Tellier:** It is always difficult to speculate on these matters, Mr. Chairman. If there were a very significant drop in the international price of oil, that would obviously change the economics of the Hibernia project, and I suppose in that event the proponent might decide to postpone its development. However, at this point in time such an eventuality is highly unlikely.

**The Chairman:** I will perhaps pursue that question with you at a later point.

**Le sénateur Le Moyne:** Merci, monsieur le président.

J'espère que ma question demeure pertinente. Bien que profane dans la matière, je ne peux pas m'empêcher d'éprouver une assez vive inquiétude lorsque vous évoquez très fréquemment les limites de nos réserves.

Est-ce que le gouvernement a, à cet égard, une politique générale de recherche et est-ce qu'un certain sentiment d'urgence préside à cette recherche en ce moment?

Je parle d'une recherche générale à tous égards, au point de vue de l'énergie.

**M. Tellier:** Oui, monsieur le président et sénateurs. La politique du gouvernement est justement d'essayer d'identifier le potentiel de nos ressources—en particulier dans le domaine des hydrocarbures—le plus rapidement possible.

A l'occasion, vous entendrez peut-être la critique que nous faisons du forage à trop d'endroits à la fois, plutôt que de nous concentrer sur telle et telle zone.

Essentiellement, c'est la philosophie de base qui est poursuivie présentement en ce qui concerne les mesures incitatives à l'exploration.

[*Traduction*]

**Le président:** Honorables sénateurs, la cloche sonne maintenant pour le vote. Nous lèverons donc la séance pour nous réunir à nouveau après le vote.

**Le président:** Je m'excuse auprès de nos témoins pour cette interruption. Le sénateur Thériault vous a interrogé, monsieur Tellier, au sujet du gisement Hibernia et vous lui avez indiqué que si c'était dans l'intérêt national, il serait possible qu'il soit exploité d'ici trois ans et demi à quatre ans, et que nous pourrions prévoir environ un milliard de barils de pétrole. Vous avez poursuivi en disant qu'on étudiait actuellement le mode de production qui serait adopté pour ce gisement. Le coût de ce système de production aurait une incidence sur la faisabilité économique de la mise en exploitation du gisement, n'est-ce pas?

**M. Tellier:** Sur la date à laquelle il entrerait en exploitation surtout, monsieur le président.

**Le président:** Lors de notre dernière réunion, vous avez dit que vous laisseriez à l'industrie le soin d'étudier la faisabilité économique de la production. Pourrait-il être dans l'intérêt des sociétés de ne pas exploiter un gisement?

**M. Tellier:** Non, je ne le pense pas, monsieur le président.

**Le président:** Ne pensez-vous pas qu'une société pourrait préférer concentrer ses efforts dans l'Ouest du Canada, où les profits sont cinq fois plus élevés, et n'exploiter les réserves frontalières que lorsque les prix seraient plus favorables?

**M. Tellier:** Il est toujours difficile de supposer quoi que ce soit à ce sujet, monsieur le président. Si le prix mondial du pétrole accusait une baisse notable, la mise en valeur du gisement Hibernia serait moins intéressante sur le plan économique et je suppose que le promoteur pourrait dans ce cas-là décider d'en retarder la mise en exploitation. Cependant, à cette étape-ci, une telle éventualité est peu probable.

**Le président:** Je reviendrai peut-être sur cette question un peu plus tard.

**Senator Le Moyne:** Thank you, Mr. Chairman.

I hope my question is relevant. I'm only a layman in this field, but I can't help feeling rather perturbed when you keep referring to the limits on our reserves.

Does the government have a general policy on research, and is there a certain urgency governing that research at this time?

I'm speaking of energy research in general.

**Mr. Tellier:** Yes, Mr. Chairman and Senators. The government's policy is to try and identify our resource potential—in particular with respect to hydrocarbons—as rapidly as possible.

From time to time you may hear the criticism that we are drilling in too many places at once instead of concentrating on this or that zone.

Essentially we are conforming to our current basic philosophy as regards exploration incentives.

[*Text*]

Comme vous le savez, sénateur, sous le bill C-48—la loi canadienne sur le gaz et le pétrole—tous les baux d'exploration devaient être négociés sur les terres canadiennes entre le gouvernement et les compagnies de pétrole, ce qui a été fait. Tous ces baux-là ont été renégociés et prévoient que tant de puits seront forés durant une période de X de temps qui varie de trois ans à cinq ans. C'est ce qu'on appelle la première génération des ententes d'exploration.

Lorsqu'on arrivera à la deuxième génération, c'est-à-dire lorsque ces premières ententes d'exploration seront expirées, on aura une assez bonne idée du potentiel en hydrocarbure des diverses zones dans les terres canadiennes.

Donc, essentiellement, à l'heure actuelle, l'objectif est beaucoup plus d'en arriver à une évaluation globale, quitte, dans les années à venir, à revenir délimiter les différents réservoirs ou les différentes structures géologiques pour voir combien ils peuvent contenir de pétrole ou de gaz naturel.

**Le sénateur Le Moyne:** J'aurais une question supplémentaire, monsieur le président.

**The Chairman:** Certainly, Senator.

**Le sénateur Le Moyne:** Toutefois, cela ne concerne que le pétrole.

**M. Tellier:** Et le gaz naturel.

**Le sénateur Le Moyne:** Est-ce que le gouvernement voit au-delà des hydrocarbures et se met, pour ainsi dire, au moins psychiquement, sur un pied de guerre quant à la recherche, parce que ces ressources-là vont s'épuiser à plus ou moins courte échéance?

**M. Tellier:** Oui, mais il faut bien garder à l'esprit—et je suis convaincu que vous le faites—que dans tous les autres secteurs de l'énergie nous sommes déjà auto-suffisants. Donc, si on exclut le pétrole, comme vous le savez, nous sommes un très gros producteur de gaz naturel; nous sommes non seulement un producteur mais également un exportateur de charbon; nous sommes non seulement un producteur mais également un exportateur d'uranium; évidemment, nous sommes un producteur et un exportateur important d'électricité. Donc, dans tous les secteurs du domaine énergétique à l'heure actuelle, nous avons atteint le niveau d'auto-suffisance.

Le seul point plus sombre au tableau, comme je le disais antérieurement, c'est le domaine du pétrole où, en 1983, on a été auto-suffisant, mais d'ici la fin de la décennie il y aura un certain nombre d'années où nous devrons nous en remettre aux importations.

Toutefois, sur les autres fronts du tableau énergétique, nous sommes auto-suffisants et, à ce moment-là, le Canada est vraiment dans une situation fort enviable par rapport à n'importe quel autre pays au monde.

**Le sénateur Le Moyne:** Merci, monsieur le président.

**The Chairman:** Senator Doody, you had indicated a wish to ask some questions.

**Senator Doody:** My questions had to do with the price of Hibernia crude, Mr. Chairman, and they have been covered by Senator Thériault.

[*Traduction*]

As you know, Senator, under Bill C-48—the *Act to regulate oil and gas interests*—all exploration leases had to be negotiated on Canada lands between the government and the oil companies, which was done. All these leases have been renegotiated and they spell out the number of wells that will be drilled over a period of so many years—the period varies from three to five years. That's what is called the first generation of exploration agreements.

When we get to the second generation, that is, when these initial agreements expire, we will have a pretty good idea of the hydrocarbon potential of the various zones in Canada lands.

So essentially at this time the objective is more an overall evaluation, with the option of later on coming back to map the various reservoirs or geological structures to see how much petroleum or natural gas they may contain.

**Senator Le Moyne:** I have a supplementary question, Mr. Chairman.

**Le président:** D'accord, sénateur.

**Senator Le Moyne:** It only deals with petroleum, though.

**Mr. Tellier:** And natural gas.

**Senator Le Moyne:** Is the government looking beyond hydrocarbons and preparing for war, if I may put it like that, at any rate psychologically, with respect to research, given that these resources are going to run out in a relatively short time?

**Mr. Tellier:** Yes, but what we have to bear in mind—and I am sure you do—is that we are already self-sufficient in all the other energy sectors. Excluding petroleum, for the moment we are a major producer of natural gas; we are not only a producer but also an exporter of coal; we are not only a producer but also an exporter of uranium; and obviously we are also a major producer and exporter of electricity. So we have now attained a level of self-sufficiency in all the other energy sectors.

The only dark area in the picture, as I was saying earlier, is the petroleum sector: in 1983 we were self-sufficient but between now and the end of the decade there will be a certain number of years when we will have to turn to imports.

However, we are self-sufficient in the other aspects of the energy picture, and that being so, Canada is really in a very enviable situation compared to any other country in the world.

**Senator Le Moyne:** Thank you, Mr. Chairman.

**Le président:** Sénateur Doody, vous aviez manifesté le désir de poser certaines questions.

**Le sénateur Doody:** Celles-ci avaient trait au prix du pétrole brut d'Hibernia, monsieur le président, et les témoins y ont déjà répondu.

[*Text*]

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, are you proceeding with questions by subject matter, or—

**The Chairman:** I am trying to follow that format, yes. We are on self-sufficiency at the moment.

**Senator Kirby:** I have questions on another subject.

**The Chairman:** Still on the subject of self-sufficiency, Mr. Tellier, why are we continuing the emphasis on drilling, as you indicated in your last appearance before the committee? Should we not be moving toward placing a great deal of emphasis on delineation and production in the North?

If we have to wait until that second time round, as you have indicated, will it really make a contribution to self-sufficiency by 1990?

**Mr. Tellier:** That is a very valid question, Mr. Chairman. As I said in my reply to Senator Le Moyne's questions, our exploration policy, using the exploration agreements and the PIP as vehicles to implement that policy, is basically predicated on what I would describe as a shotgun approach as opposed to a rifle approach.

As you know, the Geological Survey of Canada, a component of EMR, produces every five years an assessment of the various regions of Canada in terms of hydrocarbon potential. Based on that very fundamental data, we try to make sure that the best prospects are drilled so as to know as much as possible about our natural resources.

One could argue that the other school of thought is better and that it would be preferable, as soon as we have identified a high potential region or zone, or geological structure, to focus in on it. That is what I would call the rifle approach. The argument is that we should focus in on that particular geological structure and determine whether or not it contains commercial reserves, and if so, in what quantity.

The former approach is the one that has been followed thus far. If you were to bring five geologists into this room, I think you would get five different opinions on that matter.

**The Chairman:** But if the decision is left to the company as to when it is commercially producible and when to move to production, how do we know that they will move to production in the proper timeframe?

**Mr. Tellier:** On Canada Lands to this point in time there have been two major discoveries, one in Venture and one in Hibernia. In both cases the fields were delineated, and we believe that they are being brought to the development stage as quickly as possible.

**The Chairman:** Do you feel that the government is provided with all of the results from the drilling of exploratory wells? If not, how can we be certain that we are supplied with all exploratory information with respect to drilling results?

**Mr. Tellier:** The test results are filed with the Canada Oil and Gas Lands Administration. The company geologists and

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, voulez-vous que nous posions les questions selon le sujet à l'étude ou . . .

**Le président:** De préférence, oui. Nous parlons actuellement d'autosuffisance.

**Le sénateur Kirby:** J'aurais des questions à poser sur un autre sujet.

**Le président:** Toujours au sujet de l'autosuffisance, monsieur Tellier, pourquoi continuons-nous à mettre l'accent sur le forage, comme vous l'avez indiqué la dernière fois que vous avez témoigné devant le comité? Ne devrions-nous pas maintenant mettre l'accent sur la prospection et la production dans le Nord?

Si nous devons attendre, comme vous l'avez indiqué, cela nous aidera-t-il à atteindre l'autosuffisance d'ici 1990?

**M. Tellier:** C'est une question très intéressante, monsieur le président. Comme je l'ai dit en répondant aux questions du sénateur Le Moyne, notre politique d'exploration, fondée sur les accords d'exploration et le programme d'encouragement du secteur pétrolier, tend à être plus concentrique que diffuse.

Comme vous le savez, la Commission géologique du Canada, qui fait partie du ministère de l'Énergie, procède tous les cinq ans à une évaluation des hydrocarbures des diverses régions du Canada. En nous servant de ces données très fondamentales, nous essayons de veiller à ce que les gisements les plus prometteurs soient forés de façon à en savoir le plus possible sur nos ressources naturelles.

D'aucuns pourraient soutenir que l'autre école de pensée est meilleure et qu'il serait préférable, dès que nous avons identifié une région, une zone ou une structure géologique offrant un fort potentiel, de nous concentrer sur celle-ci. C'est ce que j'appellerais l'approche diffuse. Les tenants de cette opinion croient que nous devrions nous concentrer sur cette structure géologique particulière et déterminer si elle contient ou non des réserves commercialement exploitables et, le cas échéant, dans quelle proportion.

La première approche est celle qui a été suivie jusqu'à maintenant. Si vous réunissiez cinq géologues, je pense que vous auriez cinq opinions différentes sur cette question.

**Le président:** Mais si vous laissez la société décider du moment où un gisement est commercialement exploitable et de la date d'entrée en production, comment pouvons-nous savoir si elle se mettra à l'exploiter dans des délais adéquats?

**M. Tellier:** Il y a eu jusqu'à maintenant deux découvertes importantes sur les terres du Canada, la première à Venture et l'autre à Hibernia. Dans les deux cas, les gisements ont été délimités et nous croyons qu'ils sont en voie d'être exploités le plus rapidement possible.

**Le président:** Pensez-vous que le gouvernement a en main tous les résultats du forage des puits exploratoires? Comment peut-on savoir si tous les renseignements lui sont fournis?

**M. Tellier:** Les résultats des tests sont communiqués à l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada.

[*Text*]

COGLA geologists exchange, on a scientific and technical basis, their views on a common set of data.

**The Chairman:** And you are confident that we are being supplied with all of the exploratory information with respect to the exploratory work that is being carried out?

**Mr. Tellier:** Yes, Mr. Chairman.

**Senator Guay:** You are saying that the companies do not keep any secrets; that we do get all of the factual information?

**Mr. Tellier:** Senator Guay, it would be difficult for the companies to keep these matters secret. As you know, in most areas of concern there are partnerships involved. Taking Venture as an example, Mobil is the operator, and also involved is Texaco, Nova Scotia Energy, and of course Petro-Canada. There is an operating agreement, a working agreement, and all information derived is exchanged amongst the various participants. It is this exchange of information that leads to the various partners deciding whether or not they will invest themselves or whether they will become involved in a farm-out.

If Mobil, for instance, as the operator of the field, comes to the conclusion that two additional delineation wells are required to increase the degree of certainty as to proven reserves or to beef up the possible reserves, they have to convince the partners in the venture that additional investment should be made, and in order to accomplish that, they have to share the information they have to the greatest possible extent.

That, along with the fact that the exploratory information is filed with COGLA, leads me to conclude that, yes, the Government of Canada has access to the most confidential information.

**Senator Guay:** I do not see why a company would have to report to anyone that it has made a terrific find. Having made a good discovery, it could keep it capped until such time as it chose to bring it into production.

I recall raising this matter with you once before. I can recall a situation where a number of wells had been capped and closed. Everyone was under the impression that they were no good. Yet, lo and behold, now that the price is way up, they have all been opened up and they are pumping to beat the band.

This is why I still have my doubts as to our getting factual reports on the results of drilling.

How do we check the accuracy of these reports that are filed?

**Mr. Tellier:** Once a company has received a permit to drill and has tested a given well, it then files with us the rough data. What it files with us is not its interpretation but the data it has obtained.

[*Traduction*]

Les géologues de la société et de l'APGTC échangent leurs vues, scientifiques et techniques, sur les données.

**Le président:** Croyez-vous que les sociétés fournissent au gouvernement tous les renseignements au sujet des activités d'exploration effectuées?

**M. Tellier:** Oui, monsieur le président.

**Le sénateur Guay:** Vous affirmez donc que les sociétés n'ont aucun secret pour le gouvernement, qu'elles lui transmettent tous les renseignements dont elles disposent?

**M. Tellier:** Sénateur Guay, les sociétés auraient bien de la difficulté à garder ces renseignements secrets. Comme vous le savez, il existe pour la plupart des grands secteurs des sociétés en nom collectif. Par exemple, pour Venture, la société Mobil est l'exploitant; cependant, les sociétés Texaco, le groupe Nova Scotia Energy et, évidemment, Petro-Canada participent également à l'entreprise. Il existe un accord d'exploitation et de travail, et les renseignements pertinents sont communiqués à tous les participants. C'est sur ces renseignements que se fondent les associés quand ils doivent décider s'ils vont investir eux-mêmes ou participer à une forme quelconque d'impartition.

Par exemple, si la société Mobil, à titre d'exploitant du gisement, juge qu'il faut deux autres puits de délimitation afin d'assurer une augmentation du degré de certitude à l'égard des réserves établies ou afin d'accroître les réserves possibles, elle doit convaincre les divers associés de l'opportunité de faire un investissement supplémentaire; pour y arriver, elle doit partager avec eux, dans la mesure du possible, tous les renseignements qu'elle possède.

Cette situation, ajoutée au fait que les renseignements afférents aux activités d'exploration doivent être communiqués à l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC), me pousse à conclure que le gouvernement du Canada a effectivement accès aux données les plus confidentielles.

**Le sénateur Guay:** Je ne vois pas pourquoi une société devrait faire rapport à qui que ce soit de la découverte d'un gisement fantastique. Après avoir fait cette découverte, elle pourrait décider d'en remettre l'exploitation à plus tard.

Je me souviens de vous avoir déjà posé la même question. Je me souviens d'une période où l'on avait fermé un bon nombre de puits. Tout le monde croyait qu'ils n'étaient plus bons. Pourtant, une fois que le prix du pétrole a augmenté de façon considérable, on les a tous rouverts et on en tire de très grandes quantités de pétrole.

C'est pourquoi je ne suis pas tout à fait convaincu que nous obtenions des rapports réels sur les résultats des activités de forage.

Comment pouvons-nous vérifier l'exactitude de ces rapports?

**M. Tellier:** Une fois qu'une société a reçu un permis de forage et qu'elle a fait l'essai d'un puits particulier, elle nous présente des données approximatives. Ces documents ne sont pas fondés sur une interprétation, mais bien sur des renseignements obtenus.

[*Text*]

The other check that exists, as I mentioned a moment ago, is the fact that in many instances there are partnerships involved, and that is particularly true on Canada Lands. If Mobil, for example, were withholding information from Texaco, it seems to me that we would hear from Texaco very quickly.

**Senator Guay:** What about the situation with an independent venture.

**Mr. Tellier:** Are you speaking now of Hibernia, senator?

**Senator Guay:** Anywhere at all. Take your choice.

**Mr. Tellier:** It would be the same. Most of these projects involve a partnership. In the case of Hibernia, we have as participants Petro-Canada, Gulf, and so on. Gulf is a very well-experienced oil company and certainly Gulf would want to make sure not to get the short-end of the stick.

**The Chairman:** You are using in your example the three "supers", if I may call them that—Texaco, Petro-Canada, and Gulf. I suggest to you that in other areas of farm-ins where you have the supers with the Canadian independents, a Canadian independent's participation is limited only to his PIP grant, with the result that he has damn little to say about the location. He gets whatever information the supers may choose to give him.

You mentioned Gulf. We have had the example of Gulf deciding where the location would be and Canterra having to back out because it did not want to go along with that decision.

So participation does not constitute control. Control is vested with the major land owner or the super oil company. The Canadian independents are limited to participating by way of financial contribution.

**Mr. Tellier:** If you are saying, Mr. Chairman, that the small investors have less of a say in matters or less knowledge, I think your point is well taken. In most of these oil plays, the Canterras, the Norcens, and the Husky Bow Valleys of Canada can defend their positions very well and very wisely.

**Senator Guay:** I appreciate your question, Mr. Chairman. It is along the same line I am following.

The independent gets an incentive grant to drill. The big company can tell what kind of success he has had. Once the independent is in a position where it can no longer carry on, the big companies can move in and buy it out. In those situations the large companies can buy out the small independent drillers, thereby adding to their Canadian ownership percentage. In those situations, the small independent is left out of the play.

How many times does that type of thing occur?

**Mr. Tellier:** It does not occur, senator. We have a transfer of interest policy. If a landowner wants to transfer his interest in lands, ministerial approval is required. If the transfer is to a

[*Traduction*]

Comme je l'ai dit tout à l'heure, l'autre méthode de vérification vient du fait que souvent, c'est une association qui est en cause; cela s'applique particulièrement aux Terres du Canada. Par exemple, si la société Mobil ne divulguait pas tous les renseignements pertinents à la société Texaco, je suis persuadé que cette dernière ne tarderait pas à s'en plaindre.

**Le sénateur Guay:** Que se passe-t-il s'il n'y a qu'une société qui se livre à cette entreprise?

**M. Tellier:** Parlez-vous d'Hibernia, sénateur?

**Le sénateur Guay:** La région importe peu.

**M. Tellier:** La situation serait la même. La plupart de ces projets supposent une forme quelconque d'association. Pour ce qui est d'Hibernia, les participants sont, entre autres, Petro-Canada et la société Gulf. Cette dernière est une société d'expérience qui ne permettra certainement pas qu'on profite d'elle.

**Le président:** Vous vous servez dans votre exemple des trois «gros bonnets», si je peux m'exprimer ainsi: Texaco, Petro-Canada et Gulf. Je crois cependant, que dans les autres cas de prise d'intérêts où vous avez les gros bonnets et des sociétés canadiennes indépendantes, la participation de ces dernières est limitée à la subvention qu'elles reçoivent dans le cadre du PESP; elles n'ont ainsi que très peu à dire sur l'emplacement choisi. Elles ne reçoivent que les renseignements que les gros bonnets veulent bien leur donner.

Vous avez parlé de la société Gulf. Vous vous rappellerez qu'il y a eu une occasion où Gulf avait décidé de certains emplacements qui avaient été rejetés par la société Canterra qui avait alors dû se retirer du projet.

Ainsi, la participation d'une partie n'assure pas le contrôle. Le contrôle appartient au principal propriétaire foncier ou à la grande société pétrolière. La participation de sociétés indépendantes canadiennes est purement financière.

**M. Tellier:** Vous dites, monsieur le président, que les petits investisseurs n'ont pas une voix aussi importante au chapitre des décisions ou qu'ils possèdent moins de renseignements sur la question. Dans la plupart de ces ententes, les sociétés comme Canterra, Norcens, Husky et Bow Valley peuvent défendre leur position facilement et de façon très sage.

**Le sénateur Guay:** Je suis heureux que vous ayez posé cette question, monsieur le président, puisque je désire poser une question connexe.

Une société indépendante recevra un encouragement au forage sous la forme de subventions. La société importante sait quel type de résultats cette petite société a obtenus. Une fois que la société indépendante ne peut poursuivre ses activités, la société importante peut y acheter des intérêts. Dans ces circonstances, les grosses sociétés peuvent acheter les petites sociétés de forage indépendantes et accroître ainsi leur pourcentage de participation canadienne. Dans ces situations, la petite société indépendante n'a plus rien à dire.

Combien de fois ce genre de choses se produit-il?

**M. Tellier:** Cela ne se produit pas, sénateur. Nous avons une politique de transfert d'intérêts. Si un propriétaire foncier veut transférer l'intérêt de ses terres, il doit avant tout obtenir

[*Text*]

company with less Canadian ownership, the request for transfer would in all likelihood be denied.

**Senator Guay:** What happens if the small independent is up against it, as it were, and has no alternative, notwithstanding that he has a producing well, to sell to the big operators? What happens in that situation? Does the small independent simply go bankrupt? He must be able to get rid of it somehow and it must have a certain value.

**Mr. Tellier:** He just foregoes his equity in the land.

**Senator Guay:** What happens to the well?

**Mr. Tellier:** The other partners will continue to drill.

**Senator Guay:** But who benefits if the small independent has to withdraw? The Government of Canada does not benefit if someone else takes over?

**Dr. Good:** Perhaps I might comment on that. Typically, the companies have operating agreements which establish the rules and regulations under which they will drill wells—and for purposes of this example we will assume that we are talking about Canada Lands. A consortium of companies, for example, will have a number of wells that they are committed to drill under an exploration agreement with the Canada Oil and Gas Lands Administration, and if, in fact, as in the example, one company decides it does not wish to participate in one of those wells on the basis of its judgment, it can decide not to participate. In that situation, typically the rules and regulations in the operating agreement outline the penalty provisions. It may be, for example, that they will give up some or part of their interest in the exploration agreement completely. It varies from operating agreement to operating agreement.

As Mr. Tellier said, if a company has to sell its interest in the Canada Lands, there is a section in the Canada Oil and Gas Lands Act which provides for ministerial approval of such transfers. We have not as yet had that situation arise.

**Senator Guay:** So, a small independent driller can definitely make a go of it?

**Dr. Good:** PIP grants provide him with up to 80 per cent of his costs. The case that you have described is not one that we have yet had to face.

**The Chairman:** Are exploration agreements, farm-in agreements and operating agreements public documents?

**Mr. Tellier:** I am not sure about the operating agreements, Mr. Chairman. I would have to check on that. Exploration agreements are public documents. They are usually announced by the Minister of Energy, Mines and Resources and are of a public nature.

**The Chairman:** Do we have the manpower resources to analyze the reports from the companies? I should perhaps ask first who carries out such analyses. Is it COGLA or your department?

[*Traduction*]

l'approbation du Ministre. Si ce tranfert vise une société où il y a une faible participation canadienne, cette demande sera probablement refusée.

**Le sénateur Guay:** Que se passe-t-il si la petite société, même si elle possède un puits producteur, est obligée de vendre aux gros exploitants? Que se produira-t-il? Fera-t-elle simplement faillite? Elle doit pouvoir se défaire, d'une façon ou d'une autre, de ce puits et obtenir une certaine valeur en retour.

**M. Tellier:** Elle abandonne simplement ses intérêts dans cette terre.

**Le sénateur Guay:** Qu'advient-il du puits?

**M. Tellier:** Les autres associés poursuivront le forage.

**Le sénateur Guay:** A qui le retrait de la petite société indépendante rapporte-t-il? Le gouvernement du Canada gagnerait-il à ce qu'elle soit remplacée?

**M. Good:** J'aimerais répondre à cette question. De façon normale, les sociétés ont des accords d'exploitation qui établissent les règlements qu'elles doivent respecter lors du forage des puits, et aux fins de cet exemple, nous supposerons que nous parlons des terres du Canada. Un consortium, par exemple, possédera un certain nombre de puits qu'il se sera engagé à forer dans le cadre d'une entente d'exploration conclue avec l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada; si, de fait, comme dans cet exemple, une société ne désire pas participer à l'exploitation d'un de ces puits parce qu'elle juge qu'il ne serait pas prudent de le faire, elle peut effectivement ne pas participer. Dans cette situation, normalement, les règlements et modalités de l'accord d'exploitation prévoient certaines pénalités. L'accord pourrait, par exemple, prévoir que la société renoncera à certains de ses intérêts; les modalités varient d'une entente à l'autre.

Comme M. Tellier l'a dit, si une société doit vendre ses intérêts dans les Terres du Canada, il existe un article du Règlement sur le pétrole et le gaz des Terres du Canada qui prévoit l'obtention de l'approbation du Ministre pour des transferts du genre. De toute façon, cela ne s'est jamais produit.

**Le sénateur Guay:** Une petite société indépendante de forage peut donc vraiment réussir?

**M. Good:** Les subventions offertes dans le cadre du PESP paient jusqu'à concurrence de 80p. 100 de ses coûts. Nous n'avons jamais été confrontés à une situation semblable à celle que vous venez de décrire.

**Le président:** Les accords d'exploration et d'exploitation et les contrats de prise d'intérêts sont-ils des documents publics?

**M. Tellier:** Je ne sais pas si les accords d'exploitation sont des documents publics, monsieur le président. Je devrais vérifier. Mais les accords d'exploration, eux, le sont; leur conclusion est généralement annoncées par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

**Le président:** Disposons-nous du personnel nécessaire pour étudier les rapports présentés par les sociétés? Je devrais peut-être commencer par demander qui s'occupe de ces analyses. S'agit-il de l'APGTC ou de votre ministère?

[*Text*]

**Mr. Tellier:** COGLA, for south of 60°, is part of the Department of Energy, Mines and Resources. It is done in COGLA and it is done, also, in our Petroleum Resources Assessment Branch of the Petroleum Sector of the Department. There is a very close working relationship with the geologists in the Geological Survey of Canada, another component of EMR.

**The Chairman:** When you appeared before us last you said that Petro-Canada's tar sands plant would produce 50,000 to 70,000 barrels a day. You changed that estimate today to 100,000 to 140,000 barrels a day. Perhaps you should clarify that for us.

**Dr. Good:** The 100,000 to 140,000 barrels a day was a figure I gave, Mr. Chairman. The plant that Petro-Canada is now considering would produce 50,000 to 70,000 barrels a day. My reference to the 100,000 to 140,000 figure was to the size of the plant that was contemplated a couple of years ago. You are right in saying that that is double the scale that Petro-Canada is now considering.

**The Chairman:** The one contemplated two years ago did not get off the ground.

**Dr. Good:** Neither one of the two that were studied two years ago did.

**The Chairman:** Is that feasibility study available, or is that a privileged document?

**Dr. Good:** That is an internal Petro-Canada study at this point, Mr. Chairman.

**Senator Thériault:** It is hard for anyone to put much stock in predictions, whether done by the Department of Energy, Mines and Resources or by the industry. As I recall, just a few years ago it was said that the studies showed that there were sufficient known reserves for 10 years, and then at the time of the oil crisis in 1973-74 the studies showed that the reserves were much less.

What is the department's prediction in terms of the known reserves of natural gas in Canada?

**Mr. Tellier:** The National Energy Board applies a surplus test every time a licence is requested to export natural gas. A simple description of that test is that the National Energy Board has to be satisfied that proven reserves, at the current demand, are sufficient to cover a 25-year period, and that gas has to be accessible. In making a judgment on that test, the National Energy Board would not take into account the 16 trillion to 18 trillion cubic feet of gas that is said to exist in the Arctic islands as that gas is not today accessible for commercial extraction.

**Senator Thériault:** So much for natural gas. If one takes all possible sources of supply of crude oil, such as tar sands, Offshore, and so on—and for once being very, very liberal—do we have sufficient supply for the next 100 years?

[*Traduction*]

**M. Tellier:** Pour les activités qui se déroulent au sud du 60° parallèle, l'APGTC relève du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Cette analyse est effectuée par l'APGTC et par notre Direction de l'évaluation des ressources pétrolières du Secteur du pétrole. Ces deux groupes collaborent de façon très étroite avec les géologues de la Commission géologique du Canada et d'autres secteurs du Ministère.

**Le président:** La première fois que vous avez comparu devant nous, vous avez dit que l'usine de sables bitumineux de Petro-Canada produirait entre 50 000 et 70 000 barils par jour. Aujourd'hui vous dites que cette production variera entre 100 000 et 140 000 barils par jour. Pourriez-vous nous expliquer ce changement de données.

**M. Good:** Ces 100 000 ou 140 000 barils par jour ne sont qu'un chiffre que je vous ai donné, monsieur le président. L'usine de laquelle Petro-Canada songe maintenant assurerait une production d'entre 50 000 et 70 000 barils par jour. Lorsque je parlais de 100 000 à 140 000 barils, il s'agissait de l'usine qu'on songeait à construire il y a environ deux ans. Vous avez raison de dire qu'à ce moment-là, la production aurait été deux fois plus grande que celle que Petro-Canada ne prévoit maintenant.

**Le président:** Le projet dont on parlait il y a deux ans n'a pas été réalisé.

**M. Good:** Aucun des deux projets qu'on envisageait il y a deux ans n'a été réalisé.

**Le président:** Cette étude de faisabilité est-elle disponible, ou s'agit-il d'un document confidentiel?

**M. Good:** Pour l'instant, monsieur le président, il s'agit d'une étude confidentielle de Petro-Canada.

**Le sénateur Thériault:** Il est vraiment difficile de croire aux prédictions, qu'il s'agisse de celles du ministère de l'Énergie des Mines et des Ressources ou de celles de l'industrie. Si je me souviens bien, il y a quelques années, on avait dit que des études révélaient qu'il y avait suffisamment de réserves connues pour dix ans, cependant, lors de la crise énergétique de 1973-1974, les études ont révélé que les réserves étaient beaucoup moins importantes qu'on le croyait.

Comment le Ministère évalue-t-il les réserves connues de gaz naturel au Canada?

**M. Tellier:** L'Office national de l'énergie fait une étude des excédents chaque fois qu'on demande un permis d'exportation de gaz naturel. L'Office national de l'énergie doit alors être convaincu que les réserves prouvées, en fonction de la demande actuelle, suffiront à assurer un approvisionnement d'énergie pendant 25 ans et que ce gaz doit être accessible. L'Office national de l'énergie ne tiendrait pas compte des 16 ou 18 billions de pieds cubes de gaz qu'on pense trouvé dans les îles de l'Arctique puisque ce gaz ne peut pas faire l'objet, aujourd'hui, d'une extraction commerciale.

**Le sénateur Thériault:** Cela répond à ma question sur le gaz naturel. Si l'on songe à toutes les sources possibles de pétrole brut, comme les sables bitumineux, l'exploration au large des côtes et les choses du genre—et que nous adoptions, cette fois-ci au moins, une approche très libérale, croyez-vous que nous ayons suffisamment d'énergie pour le siècle à venir?

[*Text*]

**Mr. Tellier:** The tar sands alone represents a huge reservoir. Whether, based on current demand, it will last 100 years, I do not know. We would have to carry out certain calculations. Our reserves are certainly very, very impressive.

**Senator Thériault:** What is the current price of oil?

**Mr. Tellier:** At the present time, in Canadian dollars it is roughly $36.

**Senator Thériault:** And how much does it have to be before the tar sands are a viable source?

**Dr. Good:** The quality of the tar sands reserves varies. There are good deposits, and it moves all the way through the range to successively lower quality deposits. The better quality deposits, which are the kinds of leases that Petro-Canada would be exploiting now, are more or less economic at the current price.

**Senator Thériault:** And the known reserves represent how many hundreds of millions of barrels or billions of barrels?

**Dr. Good:** It is my impression that the sort of number that was talked about for tar sands reserves is in the order of 200 billion to 300 billion barrels. We can check that number for you. The point is that the quality of those reserves varies. I would not suggest for a moment that they are all exploitable at $36 (Canadian); it is just the best ones.

**The Chairman:** Are you saying that it is economically feasible at $36 (Canadian) a barrel?

**Dr. Good:** Yes.

**The Chairman:** Were we not just about ready to sign an agreement at $41 a barrel in 1981 and it was turned down as being uneconomic?

**Dr. Good:** That was a period, Mr. Chairman, in which there was tremendous uncertainty as to where prices were going. It was in late 1981/early 1982 when it first became clear that those prices were not going to continue to rise. Prices started to flatten and then to come down somewhat. There was tremendous uncertainty. The fundamental concern of those companies at that time was not the price at that point in time but where it would be in the late 1980s and beyond, when they would be producing. They were so uncertain about the future world oil prices that, despite the offer put on the table at that time, they decided not to proceed.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, I cannot resist a supplementary, given the way Dr. Good has phrased his answer.

I think one could read into your answer a belief that you have a much greater degree of certainty about oil prices now than you had in 1981 or early 1982. You did not say that, but I could have read that into your answer. My question is, do you really believe that? I admit you didn't say it. It was done by implication. If that is the case, I an somewhat encouraged.

[*Traduction*]

**M. Tellier:** Les sables bitumineux à eux seuls représentent une source énorme d'énergie. Cependant, je ne sais pas, si en se fondant sur la demande actuelle, ils représenteront une source suffisante pour les 100 prochaines années. Il faudrait se livrer à certains calculs. Nos réserves sont certainement très importantes.

**Le sénateur Thériault:** Quel est le prix actuel du pétrole?

**M. Tellier:** Environ 36 dollars canadiens.

**Le sénateur Thériault:** A combien ce chiffre devra-t-il passer avant que les sables bituminieux soient une source viable?

**M. Good:** La qualité des réserves de sables bitumineux varie. Il y a de bons gisements et de moins bons. Les gisements de meilleure qualité qui sont le type de concessions que Petro-Canada exploite actuellement, sont plus ou moins rentables au prix actuel.

**Le sénateur Thériault:** Combien de centaines de millions de barils ou de milliards de barils les réserves connues représentent-elles?

**M. Good:** Je crois qu'on parlait, pour les sables bitumineux, de réserves de quelque 200 à 300 milliards de barils. Nous pouvons vérifier ces données si vous le désirez. Le fait est que la qualité de ces réserves varie. Je ne dirais certainement pas qu'elles seraient toutes rentables à 36 dollars canadiens le baril. Il s'agit seulement des meilleures réserves.

**Le président:** Dites-vous que l'exploitation serait rentable à 36 dollars canadiens le baril?

**M. Good:** C'est exact.

**Le président:** N'étions-nous pas sur le point de conclure une entente à 41 dollars le baril en 1981? On avait finalement changé d'idée parce que ce n'était pas rentable.

**M. Good:** Monsieur le président, il s'agit d'une période à laquelle il existait une très grande incertitude au chapitre des prix. C'était à la fin de 1981 et au début de 1982, lorsqu'il était devenu évident que ces prix ne continueraient pas à augmenter. Les prix sont restés au même niveau puis ont commencé à baisser légèrement. Il existait un certain climat d'incertitude. La principale préoccupation de ces sociétés à l'époque n'était pas le prix à ce moment-là, mais celui qu'on allait payer à la fin de 1980 et un peu plus tard, lorsqu'elles passeraient à la production. Il existait une telle incertitude à l'égard des futurs prix mondiaux du pétrole qu'en dépit de l'offre présentée à ce moment-là, les sociétés ont décidé de ne pas l'accepter.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, étant donné la façon dont M. Good à présenté sa réponse, je ne peux résister. Je dois poser une autre question.

Certains pourraient dire, je crois, que dans votre réponse vous laissez entendre qu'on est beaucoup plus certain des prix du pétrole maintenant qu'en 1981 ou au début de 1982. Ce n'est pas ce que vous avez dit, mais je pourrais penser que vous le laissiez entendre. Ma question est la suivante: le croyez-vous vraiment? Je reconnais que vous ne l'avez pas dit, vous l'avez laissé entendre. Si c'est le cas, cela m'encourage un peu.

[*Text*]

**Dr. Good:** Can I take that as a rhetorical comment?

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, since we are talking about data questions, I wonder if I might put some questions to our witnesses.

The Deputy Minister will recall that I suggested the last time we met that we would inevitably wind up with conflicting sets of data, and it would be perhaps useful if we were to clarify some of the differences now rather than at the end.

Since we met you last, Mr. Tellier, we have had an excellent presentation from the Canadian Petroleum Association. Three numerical data questions arose out of that presentation, and it might be useful if we were to have the department's data on the same questions. I do not have the data here, but I can remember essentially what they were. One was a graph which showed that, prior to 1975, Canadianization, in terms of ownership and control, had remained relatively steady, and then it showed the period from 1975 to 1982 during which there had been a relatively sharp decline in foreign control. The implication of the graph was that one did not need the National Energy Program in order to begin to achieve Canadianization.

The question was asked at the time what the impact on that graph would be if Petro-Canada were to be excluded. It was rather interesting—and someone I think suggested perhaps not coincidental—that the improvement in Canadian ownership began in 1975, the time that Petro-Canada came into being.

Does the department have any data that could be made available to the committee on the change in percentage of Canadian ownership over time.

**Dr. Good:** Yes, Mr. Chairman.

**Senator Kirby:** That would certainly help us. The second question that was raised had to do with the percentage of revenues which goes to industry and that which goes to government. Again I am just going by memory, but the department's numbers for governments' share last time was in the low forties range—I think 41, 42 per cent—whereas the industry percentage was shown to be around 56 per cent.

The problem we have is that the data that the department gave us and the data that the industry gave us differ quite substantially. I do not think it is a matter of a rounding error, or something like that. They differ by several percentage points.

Perhaps we could make that data available to you and have your staff and our staff attempt to reconcile the differences.

**Mr. Tellier:** That would be fine, Mr. Chairman. Dr. Good can speak to that issue, if that is your wish.

**Senator Kirby:** If he has anything to say, that would be fine. I thought you might actually want to look at the CPA data. Certainly it would be useful if we could get common agreement on what the share of the pie actually is.

[*Traduction*]

**M. Good:** S'agit-il d'un commentaire simplement pour la forme?

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, puisque nous parlons de données, je me demande si je pourrais poser certaines questions à ce sujet aux témoins.

Le sous-ministre se souviendra que j'ai donné à entendre la dernière fois que nous nous sommes rencontrés que nous nous retrouverions inévitablement avec des données incompatibles; il serait peut-être utile de régler certains des différends maintenant au lieu d'attendre.

Depuis notre dernière rencontre, monsieur Tellier, nous avons entendu une excellente présentation de l'Association pétrolière du Canada. Nous avons obtenu trois grandes séries de données à cette occasion; je crois qu'il serait utile d'avoir les mêmes séries de données de votre ministère. Je me rappelle que, fondamentalement, il y avait un graphique qui indiquait qu'avant 1975, la canadianisation, au chapitre de la propriété et du contrôle, était demeurée à un niveau relativement stable; ce graphique indiquait qu'entre 1975 et 1982, il y avait eu une baisse considérable du contrôle étranger. Ce graphique laissait croire qu'on n'avait pas besoin du Programme énergétique national pour assurer la canadianisation.

A ce moment-là on a demandé comment l'exclusion de Petro-Canada se refléterait sur le graphique. Il était assez intéressant de noter—et je crois que certains ont même fait remarquer que ce n'était pas une coïncidence—que l'amélioration au chapitre de la participation canadienne a commencé en 1975, à l'époque même où on a créé Petro-Canada.

Le Ministère dispose-t-il de données qu'il pourrait remettre au Comité relativement à l'augmentation procentuelle de la participation canadienne?

**M. Good:** Oui, monsieur le président.

**Le sénateur Kirby:** Cela nous aiderait certainement. La deuxième question qu'on a alors soulevé portait sur le pourcentage des recettes qui reviennent à l'industrie et au gouvernement. Encore une fois, je me fie uniquement à ma mémoire, mais les chiffres du Ministère indiquaient que la part du gouvernement s'élevaient, à l'époque, à 41 p. 100 ou 42 p. 100 alors que le pourcentage de l'industrie était d'environ 56 p. 100.

Il existe un problème à ce chapitre puisque les données que nous avons reçues du Ministère et celles que nous avons reçues de l'industrie sont très différentes. Je ne crois pas qu'il s'agisse d'une erreur d'arrondissement ou de quelque chose du genre. Il existe une différence de plusieurs points de pourcentage.

Peut-être devrions-nous vous fournir ces données et demander à votre personnel et au nôtre d'expliquer ces différences.

**M. Tellier:** Si vous le désirez, monsieur le président. M. Good pourrait ajouter quelques mots à ce sujet.

**Le sénateur Kirby:** Très bien. J'ai cru que vous aimeriez peut-être étudier les données de l'APC. Il serait certainement utile d'arriver à s'entendre sur le partage de ces recettes.

[*Text*]

**Dr. Good:** I can make a couple of comments on why the difference exists. We discussed this with CPA subsequent to their presentation to you.

One of the differences is that the CPA number is a number which is an average over the next nine years, whereas our number is a single-year number, a 1983 number. Secondly, there were a number of differences in their quantification of the elements that go into that calculation. One of those, for example, is that CPA assumed that the federal and provincial governments would have a much higher corporate income tax take. We had the federal and provincial governments taking $2.7 billion, whereas they were looking at something in the order of $4.2 billion.

**Senator Kirby:** On a percentage basis, that is a not insignificant difference.

**Dr. Good:** That is quite right. The differences can stem from legitimate differences in views about methodology in terms of arriving at what is called the effective tax rate. In other words, after the dust has settled, with depletion and write-offs, and so on, how much does the government really get? That is what is called the effective tax rate. Typically we use a number in the order of 12 per cent, and we believe CPA is using a higher number—perhaps 15, 16 per cent. So, that is one difference.

A second difference is that CPA assumed that the PIP numbers would be lower than we assumed. We understand that they were looking at a number in the order of $1.4 billion, whereas we were looking at a number in the order of $2 billion. And in that calculation, the PIP grants are a positive entry in terms of the industry's share and a negative entry in terms of the federal government's share.

And finally, we understand that they had numbers which were slightly higher in terms of the amount of provincial royalty they would pay.

Taking into account those three differences and making an adjustment for the difference in time periods, I think that probably explains the bulk of the difference in the percentage figures you have been given.

**Senator Kirby:** I appreciate that very thorough answer; however, it doesn't really help us, in the sense that what it really says is that, depending on the set of assumptions you use, you can paint a substantially different picture of the future, and therefore people will paint the picture which is most favourable to the position that they want to argue, regardless of where they are coming from.

What you are really saying, Dr. Good, is that there is no fixed set of assumptions, unless one takes, say, 1983, which is a year in history, as opposed to a year projected in the future. But even then, I gather from Dr. Good's response, there might be a difference of view between the industry and the government on the numbers.

**Dr. Good:** That is certainly true. One additional point on that. We in the Department use a set of assumptions which we have not changed over time. If, for example, we say that the industry's share in 1983 is over 50 per cent and that that compares with a 1981-82 number in the low forties, that compari-

[*Traduction*]

**M. Good:** J'aimerais vous dire pourquoi cette différence existe. Nous en avons discuté avec l'APC après la comparution de ses représentants devant votre comité.

Premièrement, le chiffre de l'APC est une moyenne établie pour les neuf prochaines années, alors que notre chiffre ne porte que sur une année, soit 1983. Deuxièmement, il existait un certain nombre de différences au chapitre de la quantification des éléments qui font partie de ce calcul. Par exemple, l'APC a supposé que les gouvernements fédéral et provinciaux tireraient un revenu fiscal beaucoup plus important des sociétés. Selon nous, le revenu des gouvernements fédéral et provinciaux à ce chapitre s'élevait à 2,7 milliards de dollars alors que selon l'APC, il aurait été de 4,2 milliards de dollars.

**Le sénateur Kirby:** Exprimée en pourcentage, c'est une différence assez importante.

**M. Good:** C'est exact. Les différences proviennent de différentes opinions légitimes sur la méthode d'arriver à ce qu'on appelle un taux d'imposition moyen. En d'autres mots, une fois que tout a été fait, en tenant compte de l'épuisement et des dégrèvements et des choses du genre, combien le gouvernement reçoit-il vraiment? C'est ce qu'on appelle le taux d'imposition moyen. Typiquement, nous utilisons un chiffre d'environ 12 p. 100, et nous croyons que l'APC se sert d'un chiffre un peu plus élevé—peut-être 15 ou 16 p. 100. C'est une des différences.

Une deuxième différence tient au fait que l'APC a supposé que les chiffres du PESP seraient plus faibles que nous le croyions l'APC songeait à des chiffres d'environ 1,4 milliard alors que nous songions à 2 milliards. Dans ces calculs, les subventions accordées dans le cadre du PESP sont une inscription comptable positive pour l'industrie et négative pour le gouvernement fédéral.

Finalement, l'APC avait à l'égard du montant des redevances provinciales à payer des chiffres plus élevés que les nôtres.

Si l'on tient compte de ces trois différences et qu'on fasse un rajustement en fonction des diverses périodes prévues, je crois qu'on verra à quoi tient la plus grande partie de la différence qu'on retrouve à l'égard des pourcentages qu'on vous a donnés.

**Le sénateur Kirby:** Je vous remercie de cette réponse très précise; toutefois, cela ne nous aide pas vraiment, car cela signifie que selon l'ensemble de suppositions que vous utilisez, vous pouvez concevoir des théories forts différentes au sujet de l'avenir, et les gens se serviront de celle d'entre elles qui leur convient, peu importe l'origine des données.

Monsieur Good, ce que vous dites est qu'il n'y a pas de séries données de suppositions, à moins qu'on me prenne une année écoulée, par exemple, 1983, par opposition à une année à venir. Même à ce moment-là, d'après la réponse de vous avez donnée les chiffres avancés par l'industrie, d'une part, et le gouvernement, d'autre part, pourraient différer.

**M. Good:** C'est certainement vrai. J'aimerais ajouter quelque chose à ce sujet. Nous, au Ministère, utilisons des séries de suppositions qui n'ont jamais changé. Si, par exemple, nous disons que la part de l'industrie en 1983 est supérieure à 50 p. 100 et que cela se compare à une part d'un peu plus de 40 p.

[*Text*]

son would involve the same set of assumptions. So I think we can say, unequivocally, that the industry's share in 1983-84 is higher than it was in 1981-82.

**Senator Kirby:** I wonder, Mr. Chairman, if I might ask another question which arises somewhat naturally out of the CPA presentation.

A major thrust of the CPA presentation was that they would prefer substantially less government intervention on the pricing side, with more market-set prices; but the spokesman went on to comment: "Unless, of course, the price went down to $15 a barrel, in which event the government would have to decide if it wanted to have government intervention or have the industry collapse."

I guess that leads to some question about exactly under what circumstances we should have government intervention. I guess there is good government intervention and bad government intervention. It does prompt me to ask, going back to the history of the Ottawa Valley Line and thinking of the costs which would have to be used if Hibernia, for example, were to come onstream, whether there has been any consideration within the government or any policy decisions taken as to how the situation would be handled vis-à-vis, for example, the setting of a floor price if the assumptions underlying Hibernia coming onstream were suddenly proved to be false—perhaps because the world price went down.

Is the consumer really facing a situation in which there will be no "market intervention" when the price goes up but there will be a floor price to protect the industry but not the consumer in the event that prices go down?

**Mr. Tellier:** That is a major policy issue that will have to be addressed. You may be aware that the U.S. Secretary of Energy recently alluded to that question, speculating on how the U.S. administration would react if there were a significant drop in the international price and how it would affect American producers.

It is a question of the extent to which we want a safety net which would protect the consumers in times of increasing prices and the producers in times of decreasing prices. That, as I say, is a major policy issue and one which would have to be addressed by the policy-makers.

**Senator Kirby:** I appreciate that argument. As you have described it, the safety net works both ways; that is, it protects the consumers in times of increasing prices and the industry in times of declining prices. That is a logical balance. However, it seemed to me that the safety net proposed by the CPA only worked one way.

Has there been any government policy decision as to what would happen in the event of changing circumstances? It seems to me that the industry would want to know whether or not there is such a policy prior to their embarking on production at Hibernia.

[*Traduction*]

100 au cours de 1981-1982, on aurait utilisé le même ensemble de suppositions pour cette comparaison. Ainsi, je crois que nous pouvons dire sans équivoque que la part de l'industrie a été plus élevée en 1983-1984 qu'en 1981-1982.

**Le sénateur Kirby:** Je me demande, monsieur le président, si je pourrais poser une question qui découle naturellement de la présentation de l'APC.

Un des principaux éléments de l'exposé de l'APC était que l'Association préférerait des prix fixés par le marché plutôt qu'une intervention du gouvernement à l'égard de l'établissement des prix; mais le porte-parole a ajouté: «A moins bien sûr que le prix ne tombe à $15 le baril, auquel cas le gouvernement devrait décider s'il doit intervenir ou laisser l'industrie s'effondrer».

Ce qui nous amène à nous demander dans quels cas précis le gouvernement devrait intervenir. Je pense qu'il est parfois souhaitable qu'il le fasse et parfois souhaitable qu'il s'en abstienne. Pour revenir à l'affaire du réseau de la Vallée de l'Outaouais (Ottawa Valley Line) et des dépenses qu'il faudrait engager si le projet Hibernia, par exemple, était mis en marche, j'aimerais savoir si le gouvernement a étudié la question ou si des décisions d'orientation ont été prises quant à la façon dont on traiterait la situation compte tenu, par exemple, de la fixation d'un prix minimal si les prémisses sous-jacentes à la mise en marche éventuelle de Hibernia se révélaient soudainement non fondées, peut-être en raison de la chute du prix mondial.

Le consommateur se trouve-t-il vraiment placé devant l'éventualité de la suppression de toute «intervention sur le marché» quand le prix monte, et de la fixation d'un prix minimal pour protéger l'industrie, mais non le consommateur, en cas de chute des prix?

**M. Tellier:** C'est une grande question politique qu'il faudra étudier. Vous savez peut-être que le Secrétaire américain à l'Énergie a récemment abordé cette question, réfléchissant sur la manière dont le gouvernement américain réagirait si survenait une forte chute du prix international, et sur les conséquences prévisibles pour les producteurs américains.

Il s'agit de savoir dans quelle mesure nous voulons tendre un filet de sécurité qui protégerait les consommateurs en période d'augmentation des prix et les producteurs en cas de baisse des prix. C'est, comme je le disais, une grande question politique, et il faudra bien que les décideurs l'abordent.

**Le sénateur Kirby:** Je mesure bien toute la portée de ce raisonnement. Comme vous l'avez dit, le filet de sécurité fonctionne dans les deux sens, c'est-à-dire qu'il protège les consommateurs en cas de hausse des prix, et l'industrie en cas de chute des prix. C'est un équilibre logique. Toutefois, il me semble que le filet que propose l'Association pétrolière du Canada ne fonctionne que dans un sens.

Le gouvernement a-t-il pris une décision sur la question de savoir ce qui se passerait si les circonstances changeaient? Il me semble que l'industrie aimerait savoir s'il existe ou non une telle politique avant d'accepter de participer à l'exploitation du projet Hibernia.

[*Text*]

**Dr. Good:** There is one thing that one can do before having to face that question head on—and this is something the government has been doing in the last two or three years—and that is to decrease the tax take. Most of the projects that are now in place and ready to go have borne, as of 1981, some fair degree of taxation—PGRT, royalties, and so on. As the world price came down in the last couple of years, both the Alberta government and the federal government reduced their take. Early in 1982 the Government of Alberta removed $5 billion worth of royalties, and the federal government would have reduced the PGRT, and so on. Both levels of government have basically said that they will take less out of the industry. It would seem to me that it would only be when the government had basically given up all of its tax take that we would then be faced with a situation of having to guarantee the price.

**Senator Kirby:** You are saying, then, that the cushion in terms of a floor price would be a cushion based on the government tax take, as opposed to everybody dropping on a proportionate basis; that is to say, everyone who shares in the pie?

**Mr. Tellier:** What we are saying, Mr. Chairman, is that that is the way that situation has been handled in recent times. For instance, when BP and Petro-Canada decided to proceed with Wolf Lake, there was a discussion as to what the tax load would be on the project, and the same with Imperial Oil at Cold Lake and the same more recently between Mobil and the government. Where a project requires a reduction in the tax load in order to get off the ground, discussions take place between the two levels of government and the industry.

**Senator Kirby:** And a part of the ultimate package was a long-term agreement on the tax take. Do you expect the same situation to apply vis-à-vis Hibernia?

**Mr. Tellier:** It is premature to say, senator. As I have said, the preliminary indications are very much to the effect that the economics of Hibernia are very good.

**Senator Kirby:** Is it fair to ask whether or not industry has asked for such an agreement?

**Mr. Tellier:** At this point in time, no.

**Senator Kirby:** I understand the answer very clearly.

Mr. Chairman, that raises one other question vis-à-vis some of the comments that were made to us last week.

It was suggested to us that a tax-based scheme would be substantially better from the industry standpoint than the existing system of PIPS. Would you care to comment on the pros and cons of tax-based schemes versus so-called incentive schemes, in particular from a public policy standpoint?

Industry is obviously very capable of commenting on it from their point of view. What do you say are the public policy advantages and disadvantages of those two approaches in terms of trying to achieve a particular policy end?

[*Traduction*]

**M. Good:** Il est un moyen auquel on peut recourir avant d'affronter ce problème, soit les allégements fiscaux, et le gouvernement y a recouru au cours des deux ou trois dernières années. La plupart des projets en place et prêts à fonctionner ont déjà supporté, en date de 1981, un assez fort degré d'imposition sous forme de taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières, de redevances et d'autres charges. A la faveur de la chute du prix mondial survenue au cours des dernières années, les gouvernements de l'Alberta et du Canada ont réduit leurs exigencies fiscales. Au début de 1982, le gouvernement de l'Alberta a renoncé à 5 milliards de dollars de redevances, et le gouvernement fédéral aurait réduit la TRPG. Les deux niveaux de gouvernement ont essentiellement affirmé qu'ils exigeront moins de l'industrie. Il me semble que ce n'est qu'une fois que le gouvernement aura essentiellement renoncé à toutes ses exigences fiscales que nous aurons à fournir une garantie en matière de prix.

**Le sénateur Kirby:** Vous dites donc que la marge de sécurité, eu égard au prix minimal, tiendrait compte des exigences fiscales du gouvernement, par opposition à une diminution proportionnelle générale, c'est-à-dire de tous ceux qui ont leur part du gâteau?

**M. Tellier:** Monsieur le président, c'est là, selon nous, la façon dont on a traité la question ces derniers temps. Par exemple, quand BP et Petro-Canada ont décidé d'aller de l'avant à Wolf Lake, on s'est demandé si le fardeau fiscal reposerait sur les responsables du projet. Il en a été de même pour Imperial Oil à Cold Lake, et plus récemment la question s'est posée entre la société Mobil et le gouvernement. Quand le démarrage d'un projet dépend d'une réduction du fardeau fiscal, des discussions ont lieu entre les deux niveaux de gouvernement et le secteur pétrolier.

**Le sénateur Kirby:** Une entente à long terme sur les exigences fiscales faisait partie de la dernière offre. Pensez-vous qu'il en sera de même en ce qui concerne le projet Hibernia?

**M. Tellier:** Il est trop tôt pour le dire, sénateur. Comme je l'ai dit, selon les premiers indices, les perspectives économiques du projet Hibernia sont très bonnes.

**Le sénateur Kirby:** Peut-on demander si le secteur pétrolier a demandé ou non cette entente?

**M. Tellier:** Pour l'instant, non.

**Le sénateur Kirby:** La réponse est on ne peut plus claire.

Monsieur le Président, on en arrive à une autre question qui a trait à certaines observations qui nous ont été faites la semaine dernière.

On nous a laissé entendre que, du point de vue du secteur industriel, un régime fiscal serait nettement supérieur à l'actuel Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP). Auriez-vous l'obligeance de faire valoir les avantages et les inconvénients d'un régime fiscal par opposition à un programme d'encouragement, et plus particulièrement du point de vue de l'intérêt public?

Le secteur pétrolier est pour sa part tout à fait en mesure de faire valoir son propre point de vue. Quels sont, selon vous, les avantages et les inconvénients de ces deux approches, compte tenu de la réalisation d'un objectif donné?

[*Text*]

**Mr. Tellier:** It is not a black and white situation in the sense that one could not argue that one or the other is much better. Under a taxed-based schemes, a company in the position of not paying taxes gets no assistance, unless you get into the tax credit approach, which has not been the practice thus far. Where a corporation is realizing good profits, a tax-based scheme would be viewed favourably. In those instances where the corporation is not paying taxes, a tax-based scheme is useless.

Under a tax régime it is difficult to discriminate. The PIP, the Petroleum Incentive Program, has made it possible to discriminate in favour of Canadian-controlled companies.

Those are two advantages that the present system has as opposed to depletion, super depletion, and so on.

**Senator Kirby:** You used the phrase "discriminate in favour of Canadian companies"; in other areas of public policy, you would call that affirmative action rather than discrimination.

Is it fair to say that that was the main motivation for moving to that kind of scheme, rather that a taxed-based scheme?

**Mr. Tellier:** I think that that is an accurate statement, yes.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, I think I have probably taken up too much time already. I will yield to someone else.

**The Chairman:** Senator Le Moyne followed by Senator Guay.

**Le sénateur Le Moyne:** Merci, monsieur le président. Je serai très bref et j'espère que je ne m'éloigne pas du sujet.

J'aimerais demander au témoin si les Canadiens ont démissionné quant à l'exploitation de nouveaux sites hydro-électriques et à la remise en valeur d'anciens sites hydro-électriques.

Je fais allusion à ce qui se passe dans l'état de New York et en Nouvelle-Angleterre où, assez prudemment mais quand même régulièrement, on remet en fonction des sites hydro-électriques.

Est-ce que nous avons une politique à cet égard?

**M. Tellier:** Comme vous le savez, monsieur le président et sénateurs, à l'heure actuelle, certaines provinces connaissent un surplus considérable d'électricité et, en conséquence, font des efforts vigoureux pour exporter ce surplus-là. Je me réfère, d'abord et avant tout, à Hydro-Québec qui possède des surplus et qui essaie, d'une part, sur le marché domestique de rendre ses tarifs les plus alléchants possibles aux gros consommateurs d'électricité et, d'autre part, sur le marché d'exportation de découvrir et d'envahir de nouveaux marchés.

C'est la même chose évidemment en Colombie-Britannique, où il existe un surplus considérable d'hydro-électricité.

Donc, à ce moment-ci on est dans une situation où les prévisions sur la demande d'électricité sont sans cesse révisées à la baisse. Si je m'en tiens, par exemple, à Hydro-Québec, je pense que Hydro-Québec, au cours des 18 ou 24 derniers mois, a révisé quatre fois à la baisse les prévisions de demande d'électricité au cours de la prochaine décennie.

Donc, on est dans une situation où il y a une surcapacité de génération et il s'agit d'écouler ce surplus-là. Évidemment,

[*Traduction*]

**M. Tellier:** Tout n'est pas posé noir sur blanc, et il est difficile de prétendre que l'un serait bien supérieur à l'autre. Selon un régime fiscal, une société qui n'a pas à verser d'impôts n'obtient aucune aide, à moins d'opter pour la voie des crédits fiscaux, ce qui n'a pas été le cas jusqu'à maintenant. Pour une société qui réalise de bons profits, un régime fiscal serait considéré comme avantageux. Pour la société qui ne verse pas d'impôts, un programme fiscal est inutile.

Un régime fiscal permet difficilement d'accorder des préférences. Le PESP, Programme d'encouragement du secteur pétrolier, a permis de privilégier les sociétés appartenant à des intérêts essentiellement canadien?

Voilà deux avantages du système actuel compte tenu de l'épuisement, du superépuisement et d'autres aspects.

**Le sénateur Kirby:** Vous avez parlé de «privilégier des sociétés canadiennes». Dans d'autres domaines d'intérêt public, on parlerait d'action positive plutôt que de traitement de faveur.

Peut-on dire que c'était là la principale raison pour recourir à ce type de régime, de préférence à un régime fiscal?

**M. Tellier:** Je pense que oui.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, comme je pense avoir déjà pris trop de temps, je cède la parole à un autre.

**Le président:** La parole est au sénateur Le Moyne, qui sera suivi par le sénateur Guay.

**Senator Le Moyne:** Thank you, Mr. Chairman. I will be very brief, and I hope I'm not wandering from the topic.

I would like to ask the witness if Canadians have given up on exploiting new hydro-electric sites and redeveloping former hydro-electric sites.

I'm referring to what's going on in the State of New York and in New England, where they are cautiously but quite systematically making old hydro-electric sites operational again.

Do we have a policy on this kind of activity?

**Mr. Tellier:** As you know, Mr. Chairman and Senators, certain provinces currently have a considerable surplus of electricity and consequently are making vigorous efforts to export their surplus. I'm speaking particularly of Hydro Quebec, which has surpluses and is trying on the one hand to make its rates in the domestic market as attractive as possible for the big consumers of electricity and on the other hand to locate and penetrate new export markets.

The same is true, obviously, of British Columbia, where they have a considerable hydro-electric surplus.

So at the present time we are in a situation where electricity demand forecasts are constantly being revised downwards. If we take Hydro Quebec as an example, I believe they have revised their electricity demand projections downwards four times in the past decade.

So we are in a situation where we have a generating overcapacity and we have to use up our surplus. Obviously,

[*Text*]

selon les prévisions de la demande que vous faites, ce surplus-là va durer plus ou moins longtemps.

**Le sénateur Le Moyne:** Justement, c'est ce qui m'inquiète. C'est un surplus qui ne peut pas être considéré comme permanent. Vous avez affaire à une situation encore à court terme, une situation flottante.

Par prudence, est-ce qu'il ne serait pas préférable de continuer au moins, à planifier d'une façon soutenue à cet égard?

**M. Tellier:** Oui, sûrement. Je ne sais pas, monsieur le président, si vous avez l'intention d'entendre à un moment donné Énergie atomique du Canada, mais, à l'heure actuelle, Énergie atomique travaille, de concert avec le Nouveau-Brunswick, à un projet qui consisterait à jumeler la station nucléaire de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick, une station nucléaire qui serait consacrée d'abord et avant tout aux exportations et, à partir du moment où la demande domestique s'accroîtrait au point où on aurait besoin de cette électricité-là, évidemment on pourrait en profiter au cours du siècle prochain.

**Le sénateur Le Moyne:** En conclusion, nous nous considérons riches en ce moment à cet égard et, encore une fois, est-ce que c'est prudent?

**M. Tellier:** Vous avez parfaitement raison. Il ne faut pas pécher par excès d'optimisme, mais il est difficile à ce moment-ci de devenir trop enthousiaste pour développer de nouvelles sources alors que l'an passé, en 1983, par exemple, nous avons été un net exportateur d'électricité pour un milliard et deux cents millions de dollars.

**Le sénateur Le Moyne:** Est-ce que l'idée de la concurrence entre l'hydro-électricité et le pétrole joue dans nos perspectives?

**M. Tellier:** La politique gouvernementale, comme vous le savez, sénateur Le Moyne, est d'inciter le consommateur à abandonner le pétrole sous toutes ses formes et à utiliser soit le gaz naturel ou l'électricité. Par exemple, au Québec, pour signaler cette province, la concurrence est d'abord et avant tout entre l'électricité et le gaz naturel pour la pénétration des nouveaux marchés.

**Le sénateur Le Moyne:** Merci, monsieur le président.

**Le sénateur Guay:** J'aurais deux questions parce que j'ai une question supplémentaire à celle du sénateur Le Moyne.

Ce qui me chatouille un peu, c'est le fait que les gouvernements provinciaux sont à exploiter et à augmenter leurs pouvoirs pour être capables de faire l'exportation de l'électricité au coût des consommateurs. En d'autres mots, les gouvernements provinciaux sont à dépenser des montants extraordinaires d'argent pour se placer dans une position pour faire l'exportation et le consommateur de la même province ne reçoit aucun bénéfice de la chose parce que l'argent est dépensé, comme ils l'ont fait à la baie James, à Churchill Falls, au Manitoba, et caetera, pour envoyer ce pouvoir-là aux États-Unis et le vendre là. Toutefois, le consommateur n'a pas des taux réduits pendant ce temps-là, même si ces ventes se font.

Vous aimeriez peut-être dire quelque chose là-dessus.

Si une compagnie fait une expansion semblable et si elle exporte ses produits, le consommateur devrait en recevoir un

[*Traduction*]

depending on the demand forecasts you make, that surplus is going to be with us for a shorter or a longer period.

**Senator Le Moyne:** That's exactly what's bothering me. The surplus that cannot be considered permanent. You're still dealing with a short-term situation, a fluid situation.

Just to be on the safe side, wouldn't it be better at least to continue planning in a sustained manner for this area?

**Mr. Tellier:** Yes indeed. I don't know, Mr. Chairman, if you intend to hear from Atomic Energy of Canada at some point, but currently Atomic Energy is working with New Brunswick on a project that will involve twinning the nuclear power station at New Brunswick's Point Lepreau: this station will be used primarily for export production, and if domestic demand increases to the point where we need the station's output, obviously we'll be able to make use of it in the next century.

**Senator Le Moyne:** To conclude, we see ourselves as energy-resource rich at present, and once again, is that prudent?

**Mr. Tellier:** You're right. We mustn't fall into the trap of being complacently optimistic. But it's hard at this point to whip up too much enthusiasm for developing new sources when for example last year, 1983, we were a net exporter of electricity by one billion, two hundred million dollars.

**Senator Le Moyne:** Does the idea of competition between hydro-electricty and petroleum come into our perspective?

**Mr. Tellier:** As you know, Senator Le Moyne, the government's policy is to encourage consumers to turn away from petroleum in all its forms and use either natural gas or electricity. For example, to single out Quebec, the competition for the penetration of new markets is principally between electricity and natural gas.

**Senator Le Moyne:** Thank you, Mr. Chairman.

**Senator Guay:** I have two questions, because I have a supplementary to Senator Le Moyne's

What rubs me the wrong way a bit is that the provincial governments are exploiting and increasing their powers in order to be able to export electricity at the consumer's expense. In other words, the provincial governments are spending extraordinary amounts of money to put themselves in a position where they can export, and consumers in those provinces don't reap any of the benefits because the money is all spent, as they did at James Bay, at Churchill Falls in Manitoba, and so on, so they can send that power to the United States and sell it there. But the consumer doesn't get reduced rates during that time, even if the sales are made.

You might want to comment on that.

If a company expands that way and exports its products, the consumer ought to benefit, because after all it's the consumers

[*Text*]

bénéfice parce que, après tout, ce sont les consommateurs de chaque province qui ont fourni l'argent au gouvernement de la province, lequel est alors dans la position de faire exactement cela.

Avez-vous un commentaire à faire là-dessus? Je commence à douter que ce soit possible de le faire.

**M. Tellier:** Je ferais deux commentaires. Comme vous le savez, ces exportations d'électricité tombent, d'abord et avant tout, sous la juridiction des compagnies d'utilités publiques dans les provinces et sous la juridiction des provinces.

Je pense, sénateur, qu'on peut conclure que, étant donné que c'est un surplus parce que la prévision de la demande a été révisée à la baisse, ce milliard deux cents millions d'électricité que nous avons exporté aux États-Unis l'an passé, si nous l'avons exporté, c'est parce qu'il n'était pas requis au Canada. A ce moment-là, l'économie canadienne a bénéficié de ce milliard deux cents millions de revenus.

Vous posez la question: Est-ce qu'il y a lieu de bâtir un nouveau barrage ou des centrales nucléaires pour des fins d'exportation et de passer le coût aux consommateurs? C'est là une autre proposition.

**Senator Guay:** For instance, to build a line to carry the Manitoba power to the United States would be very costly, with the consumer getting no benefit whatsoever. That is the only comment I make.

I should like to ask the deputy minister, through you, Mr. Chairman, a question in relation to gas pricing.

Mr. Tellier, you have mentioned that the federal and Alberta governments are considering the introduction of an incentive scheme for large industrial users of natural gas in Canada, thereby making gas even more competitive with alternative fuels. Can you provide us with any details of this scheme? And would not a general lowering of gas prices promote even broader fuel substitution?

Why should the homeowner, for example, not benefit from depressed gas prices, even if such benefit is temporary?

Surely to goodness the Canadian consumer at all times should benefit from these things.

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, I am a bit reluctant to describe the scheme. I would not want to scoop my minister. The minister and I met with our counterparts in Edmonton last Saturday, and I can tell you that the two governments are working very actively on putting into place a domestic incentives scheme for industrial users. In the event of an agreement being reached between the two governments, it would be much more proper for my minister to announce that scheme than for me to describe it to you now, Mr. Chairman.

**Senator Guay:** Mr. Chairman, I would ask the deputy minister to use whatever powers he has with his minister in trying to bring about consumer benefits from any such scheme that is put in place in relation to natural gas. I would think that any suggestions the deputy minister may make in that regard would be very helpful in achieving that end.

[*Traduction*]

in each province who supplied their provincial government with the money and enabled it to do what it's doing.

Do you have a comment on this? I'm beginning to think it may not be possible.

**Mr. Tellier:** I have two comments. As you know, these electricity exports fall primarily under the jurisdiction of public utility companies in the provinces and under the jurisdiction of the provinces.

I think we may conclude that since there is a surplus because the demand forecast has been revised downwards, this one billion two hundred million dollars' worth of electricity that we exported to the United States last year was exported because it wasn't needed in Canada. The Canadian economy benefited to the tune of one billion two hundred million dollars in revenue.

You ask whether there is any point building new dams or nuclear power stations for export purposes and passing the cost on to the consumer, and that's another question.

**Le sénateur Guay:** Par exemple, il en coûterait très cher de construire un pipe-line qui acheminerait l'énergie manitobaine jusqu'aux États-Unis, et le consommateur n'en tirerait aucun avantage. Voilà ce que j'avais à dire.

Par votre intermédiaire, monsieur le président j'aimerais adresser au sous-ministre une question qui a trait à la fixation du prix du gaz.

Monsieur Tellier, vous avez dit que les gouvernements fédéral et albertain envisagent de mettre en place un programme d'encouragement pour les gros utilisateurs industriels de gaz naturel au Canada, ce qui rendrait le gaz encore plus compétitif face aux autres carburants. Pouvez-vous nous fournir des précisions sur ce programme? D'autre part, est-ce qu'une chute globale des prix du gaz ne favoriserait pas un recours plus intensif à un carburant de substitution?

Pourquoi le propriétaire d'une maison, par exemple, ne bénéficierait-il pas de la chute du prix du gaz, même si cet avantage n'est que temporaire?

Il est certain que le consommateur canadien devrait à tout moment bénéficier de ces avantages.

**M. Tellier:** Monsieur le président, j'hésite un peu à décrire le régime. Je ne veux pas retirer la primeur au Ministre. Le Ministre et moi avons rencontré nos homologues à Edmonton, samedi dernier, et je peux vous dire que nos deux gouvernements travaillent très activement à mettre en place un programme d'encouragements nationaux pour les clients industriels. Si une entente est conclue entre les deux gouvernements, il reviendra à mon ministre d'annoncer ce plan; il ne m'appartient pas de vous le décrire maintenant, monsieur le président.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le président, je demande au sous-ministre d'exercer les pouvoirs qu'il peut avoir auprès du ministre pour essayer de faire bénéficier le consommateur de tout programme qui sera mis en place en ce qui concerne le gaz naturel. Je pense que toute proposition que le sous-ministre

[*Text*]

**The Chairman:** Are there any questions with respect to Canadianization? If not, perhaps I will open it up.

Dr. Good, when you appeared before us last time, you mentioned that canadianization is gauged by upstream production, and along with that was Mr. Tellier's reply that production is left to the proponent. Keeping that in mind, I want to quote to you from a speech that was made by Mr. Ian Doig in a conference in New Orleans wherein he stated as follows:

> —Canadian frontier plays, with minor exceptions, will be reverting back to the multi-national companies.

He went on to say:

> Most of the Canadian companies who rushed into the frontier, have mis-read the long lead time between discovery and production . . . Recent events are strongly suggesting that Canadian companies have had their fill of the high profile frontier romance and are heading back to the Western Canadian Basin. Pressures are already at play to change the controversial Petroleum Incentives Program, which last year cost $50 per Canadian to fund frontier exploration.

I do not expect you gentlemen to defend Mr. Doig or comment on his observations, but if we try to measure the Canadianization that has taken place—or not taken place—and we measure it by way of upstream production, as was suggested by Dr. Good, then, in reality, there has been no Canadianization in the frontier or the East Coast Offshore. What we have had is Canadian participation in exploration ventures—which may or may not lead to Canadianization.

Could we examine that participation by Canadians? Are they really participants in the decision-making? Does the operator or principal holder really not have the control? The operator has control of the drilling system, the exploration program, and the well site. Indeed, is the Canadian participation not limited merely to a fiscal share in the operation?

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, you have covered a lot of ground. Let me make a couple of comments. First of all, when we speak of Canadianization it does mean a share by Canadian companies in upstream revenues. That is one criterion.

**The Chairman:** But that would be merely financial.

**Mr. Tellier:** Yes. Using that criterion, the degree of Canadian ownership has increased from 28 per cent to 38 per cent. Now, why has the Canadian share in revenues increased from 28 per cent to 38 per cent? Quite simply, it is because such companies as Canterra have made acquisition that are producing upstream. We have Norcen, Petro-Canada, Dome Petroleum, and so on. So, as a result of that program, we have moved 10 points on that scale.

[*Traduction*]

pourrait faire à cet égard contribuerait grandement à la réalisation de cet objectif.

**Le président:** Y a-t-il d'autres questions au sujet de la canadianisation? Dans la négative, j'ouvrirai le débat.

Monsieur Good, la dernière fois que vous avez comparu devant nous, vous avez dit que la canadianisation se mesure à la production d'amont. En outre, M. Tellier avait répondu que la production relève du proposant. Cela étant dit, je veux vous citer un extrait d'une allocution que M. Ian Doig a prononcée lors d'une conférence qui a eu lieu à New Orleans, et où il a dit que:

> Les initiatives pionnières canadiennes, à de rares exceptions, profiteront aux sociétés multinationales.

Il ajoutait:

> La plupart des sociétés canadiennes qui se sont précipitées vers les zones pionnières n'ont pas tenu compte du long délai à prévoir entre la découverte et la mise en production . . . Les événements des derniers temps donnent vraiment à penser que les sociétés canadiennes en ont eu assez du prestigieux rêve pionnier et qu'elles reviennent au bassin de l'Ouest canadien. Des pressions s'exercent déjà pour modifier le très controversé programme d'encouragement au secteur pétrolier, qui, l'an dernier, a coûté $50 à chaque Canadien, et qui sert à financer la prospection des régions pionnières.

Je ne m'attends pas à ce que vous preniez la défense de M. Doig ni que vous commentiez ses observations, mais si nous essayons de mesurer le degré de canadianisation qui s'est effectué ou qui ne s'est pas effectué, en tenant compte de la production d'amont, comme l'a proposé M. Good, alors, en vérité, il faut dire qu'il n'y a pas eu de canadianisation ni dans les régions pionnières ni au large de la côté est. Tel que nous avons effectivement constaté, c'est la participation du Canada à des entreprises de prospection, qui peuvent contribuer ou non à la canadiannisation.

Pouvons-nous étudier cette participation des Canadiens? Participent-ils vraiment au processus de prise de décision? Est-ce que l'exploitant ou le principal actionnaire n'en n'a pas le contrôle? L'exploitant a le contrôle du système de forage, du programme de prospection et du chantier du puits. Est-ce que la participation canadienne ne se résume tout simplement pas à une part fiscale des activités d'exploitation?

**M. Tellier:** Monsieur le président, vous avez abordé des tas de points. Permettez que je fasse quelques observations. D'abord, quand nous parlons de canadianisation, nous parlons d'une part des sociétés canadiennes aux recettes d'amont. C'est un critère.

**Le président:** Mais c'est là un aspect purement financier.

**M. Tellier:** C'est vrai. Compte tenu de ce critère, le degré de participation canadienne est passé de 28 à 38 p. 100. Alors, pourquoi la part canadienne des revenus est-elle passée de 28 à 38 p. 100? C'est tout simplement que des sociétés comme Canterra ont fait des acquisitions qui ont une production d'amont. Mentionnons Norcen, Petro-Canada, Dome Petroleum et d'autres encore. Ainsi, grâce à ce programme, nous avons gagné 10 points sur cette échelle.

[*Text*]

**The Chairman:** Through acquisitions.

**Mr. Tellier:** Yes, through acquisitions. The other element of Canadianization has to do with the role of Canadians in terms of the number of operators and their land position. To focus on the first part of your question, there is a provision in the Oil and Gas Lands Act that in order to obtain a production licence—in other words, once you have completed your exploration and you want to bring a field onstream—you have to be 50 per cent Canadian.

Once we move into the production phase, whether it is Hibernia or in the Beaufort, or wherever, Canadians will be in the driver's seat. If, for example, tomorrow we were ready to proceed with production from Hibernia, the corporate entity applying for the licence would have to be 50 per cent Canadian.

**The Chairman:** I am thinking more of the Beaufort Sea. The operators in the Beaufort are not Canadian.

**Mr. Tellier:** No. However, if Gulf, for example, discovers a giant oil pool, in order to bring that pool onstream Gulf would have to find Canadian partners to participate up to 50 per cent.

**The Chairman:** Gulf has had Canadian partners up until now in the exploration and now we move to development and production. The Canadian participants with Gulf have had the benefit of the PIP program in staying in there to this stage. Once they move to development and production, will the Canadian participants have the same power to stay with the venture, bearing in mind that development and production is much more costly a proposition than is exploration?

There is evidence that they will not have that capacity; that they are over extended now. Without some assistance, they are simply not going to be there at that stage.

**Dr. Good:** The point that you make is one that we are aware of, Mr. Chairman; that is, that while the PIP is a very generous program at the exploration stage, it is less generous at the development stage. So the issue you raise is one we are aware of, but I do not think that it is of particular concern for the two projects that are likely to come onstream at the end of this decade or early in the 1990s, Venture and Hibernia. I do not think financing on those projects will be a major issue. The point you make is really with respect to production in such areas as the Beaufort Sea, and those are projects which might come on in the mid-1990s. So the problem you raise is one that will be faced several years from now. We recognize that it is there and we are looking at it.

**The Chairman:** Would you accept some help from this committee?

**Dr. Good:** Yes, sir.

**The Chairman:** It is becoming obvious that the Canadian independent is over extended. Once the PIP grants end, the Canadian independents are going to need further help. We will be asking at some point for accurate figures in terms of what

[*Traduction*]

**Le président:** Par voie d'acquisitions.

**M. Tellier:** C'est cela. L'autre aspect de la canadianisation a trait au rôle et au nombre d'exploitants canadiens et à leur situation foncière. Pour revenir au premier volet de votre question. La loi sur le pétrole et le gaz du Canada contient une disposition selon laquelle, pour obtenir un permis de production . . . c'est-à-dire qu'une fois terminés les travaux de prospection, si vous voulez mettre un gisement en exploitation, il vous faut un taux de participation canadienne de 50 p. 100.

Quand on entre dans la phase de production, qu'il s'agisse du projet Hibernia, de la mer de Beaufort ou de quelque autre projet, les Canadiens tiendront la barre. Si, par exemple, demain, nous étions prêts à démarrer la production d'Hibernia, l'entité commerciale qui demandera le permis d'exploitation devrait être à 50 p. 100 canadienne.

**Le président:** Je pense surtout à la mer de Beaufort. Les exploitants de la mer de Beaufort ne sont pas Canadiens.

**M. Tellier:** Non. Toutefois, si la société Gulf, par exemple, découvre un très imposant gisement de pétrole, pour assurer sa mise en marche effective, elle devra trouver des partenaires canadiens qui acceptent de participer à 50 p. 100.

**Le président:** La société Gulf a eu des partenaires canadiens jusqu'à maintenant pour la prospection, et nous en sommes maintenant à la mise en valeur et à la production. Les participants canadiens qui travaillent avec Gulf ont bénéficié du programme d'encouragement au secteur pétrolier en maintenant leur participation jusqu'à cette étape. Quand on abordera les phases de mise en valeur et de production, est-ce que les participants canadiens auront la même possibilité de poursuivre l'entreprise, compte tenu du fait que la mise en valeur et la production sont beaucoup plus onéreuses que la prospection?

Des faits montrent qu'ils n'auront pas cette capacité, qu'ils se sont déjà trop éparpillés. Sans une certaine aide, ils ne parviendront tout simplement pas à cette étape.

**M. Good:** Nous sommes au fait de cette situation, monsieur le président, à savoir que bien que le PESP soit un programme très généreux pour ce qui est de l'étape de la prospection, il l'est moins eu égard à la mise en valeur. Ainsi, la question que vous soulevez nous est bien connue, mais je ne pense pas qu'elle soit particulièrement préoccupante en ci qui concerne les deux projets qui seront mis en chantier à la fin des années 80 ou au début des années 90, soit Venture et Hibernia. Je ne pense pas que le financement de ces projets sait un grand problème. Votre question a vraiment trait à la production dans des secteurs comme la mer de Beaufort, et ce sont là des projets qui pourraient n'entrer en exploitation qu'au milieu des années 1990. Le problème que vous posez sera envisagé dans plusieurs années. Nous reconnaissons toutefois qu'il existe bel et bien, et nous y veillons.

**Le président:** Accepteriez-vous l'aide du Comité?

**M. Good:** Certainement, monsieur.

**Le président:** Il devient évident que les exploitants indépendants canadiens sont trop clairsemés. A l'expiration du PESP, les indépendants canadiens auront besoin d'une aide accrue. Nous demanderons à un moment donné des renseignements

[*Text*]

we have put into PIP. Certainly, there will be a call for more help in order to stay in the play through to production, and I think the Canadian people right now are asking themselves how much we should continue to put in there.

Again, dealing with operations in the Beaufort, I am wondering whether exploration decisions aren't made to the benefit of the operator or principal interest holder. The principal interest holder has the control of the very expensive drilling systems which are in turn leased to the consortium. What control do we have over the price charged for those drilling systems to the partnership, if any?

**Mr. Tellier:** As was mentioned previously, where expenditures on any well are forecasted to exceed $50 million, ministerial approval is required. Secondly, the expenditures have to be reasonable. For example, if there is application for a grant in respect of a supply boat to service the drilling platform, the Petroleum Incentives Program Administration would determine what would be the daily average reasonable rate for such a supply vessel. If the operator comes in with a much higher figure than the average reasonable rate determined by the Petroleum Incentives Program Administration, the grant is denied. In other words, we only pay what is deemed to be a reasonable rate.

**The Chairman:** How do you arrive at a fair and equitable rate?

**Mr. Tellier:** The laws of supply and demand do not apply in the usual fashion in the North, for reasons of the shortness of the drilling season, and so on. Because of that we use different criteria for the North. If, for example, an operator comes in with a request to have equipment that normally has an amortization period of seven or eight years paid for it in four, we would not approve a daily rental rate higher than what would be permissible under an eight-year amortization period.

**The chairman:** Do we have any assurance that these drilling systems will be committed to Canada? I would hate to see one of these units arrive on the North Slope of Alaska once it has been paid for through a PIP grant.

**Mr. Tellier:** We have three large operators in the Beaufort, Dome, Imperial and Gulf, and I would suggest that you put that question to the management of those companies. I myself am confident that that equipment at this point in time is very much employed in the best Canadian interests.

**The Chairman:** Is it committed to Canada in the future, though? If you as administrator of the NEP do not know, I suppose no one knows.

**Mr. Tellier:** I suppose you are referring, Mr. Chairman, to the second piece of equipment that Gulf may decide to bring in. I do not know what decision Gulf's management has taken on that.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Tellier and Dr. Good. Unfortunately, we are not yet through with you. We will see you again following the Easter break.

[*Traduction*]

précis quant à notre participation au PESP. On demandera certainement une aide accrue afin de demeurer de la partie jusqu'au stade de la production, et je pense que les Canadiens se demandent déjà comment nous devrions continuer à y participer.

En ce qui concerne les activités dans la mer de Beaufort, je me demande si les décisions relatives à la prospection ne sont pas prises au profit de l'exploitant ou du principal actionnaire. Le principal actionnaire a le contrôle des systèmes de forage très coûteux qui sont loués au consortium. Quel type de contrôle avons-nous sur le prix exigé des associés pour ces systèmes de forage, si un prix est exigé?

**M. Tellier:** Comme nous l'avons déjà dit, dans tous les cas où les dépenses relatives à un puits quelconque sont censées excéder les 50 millions de dollars, il faut obtenir l'approbation ministérielle. En deuxième lieu, les dépenses doivent être raisonnables. Par exemple, si l'on présente une demande de subvention pour l'utilisation d'un navire d'approvisionnement qui desservira la plate-forme de forage, l'administration du programme d'encouragement au secteur pétrolier définirait ce qu'elle estime être un taux moyen quotidien raisonnable pour la fourniture d'un navire d'approvisionnement. Si l'exploitant propose un chiffre beaucoup plus élevé que le taux moyen raisonnable établi par l'administration du PESP, la subvention lui est refusée. Autrement dit, nous ne payons que ce que nous estimons être un tarif raisonnable.

**Le président:** Comment calculez-vous ce qu'est un tarif juste et équitable?

**M. Tellier:** La loi de l'offre et de la demande n'est pas appliquée de façon traditionnelle dans le Nord, en raison de la brièveté de la saison de forage. Pour cette raison, nous recourons à des critères différents quand il est question du Nord. Si, par exemple, un exploitant présente une demande pour obtenir de l'équipement dont la période normale d'amortissement est de sept ou huit ans et qu'il souhaite la réduire à quatre, nous n'approuverions pas un taux de location quotidien supérieur à ce que permettrait une période d'amortissement de huit ans.

**Le président:** Avons-nous certaines garanties selon lesquelles ces systèmes de forage servent au Canada? Je n'aimerais pas du tout qu'un de ces appareils payé grâce à une subvention du PESP serve sur le versant nord de l'Alaska.

**M. Tellier:** Nous avons trois grands exploitants dans la mer de Beaufort, soit Dome, Imperial et Gulf. Je vous propose donc de poser la question aux gestionnaires de ces sociétés. Pour ma part, je crois que l'équipement est pour l'instant utilisé dans le plus grand intérêt du Canada.

**Le président:** Sert-il le Canada à long terme? Si vous, en tant qu'administrateur du PEN, ne le savez pas, je crois que personne ne doit le savoir.

**M. Tellier:** Je pense que vous faites allusion, monsieur le président, à la deuxième pièce d'équipement que Gulf pourra décider d'inclure. Je ne connais pas encore la décision que Gulf a prise.

**Le président:** Je vous remercie, messieurs Tellier et Good. Nous n'en avons pas encore fini avec vous. Nous vous reverrons après les vacances de Pâques.

[*Text*]

Before adjourning, I want to take this opportunity to wish all honourable senators and members of the staff a very Happy Easter.

The Committee adjourned.

[*Traduction*]

Avant d'ajourner, je saisis l'occasion qui m'est offerte pour souhaiter de très Joyeuses Pâques à tous les honorables sénateurs et aux membres du personnel.

La séance est levée.

APPENDIX "ENR-4A"

# OIL SUPPLY/DEMAND BALANCES

April 16, 1984

Department of Energy, Mines and Resources

Question

Members of the Committee expressed an interest in Energy, Mines and Resources' most recent supply/demand forecast, and in the sources of Canadian supply.

## Oil Balances and Oil Supplies

We present here three scenarios of the prospects for the balance of oil supply and demand in Canada over the 1980's and 1990's. They are distinguished by differing assumptions regarding the world oil price outlook and the potential for conservation. The tables illustrate the implications of each for oil demand and oil supply by category for 1985, 1990 and 2000. The graphs show the patterns of growth.

The breakdown of oil supply is given by major category. Old oil is established oil as of December 1980, but includes infill drilling and new waterflood. This category is invariant with respect to oil prices. New conventional oil includes new discoveries and new tertiary recovery post-1980. This category is price sensitive, particularly the tertiary recovery.

Existing oil sands is from the present Suncor and Syncrude plants, including the debottlenecking of Syncrude. New oil sands includes new synthetic and new in-situ bitumen (post-1980). Frontier regions is essentially Hibernia plus on-shore and shallow water Beaufort.

# OIL BALANCE AND SUPPLY

## (High Oil Prices)

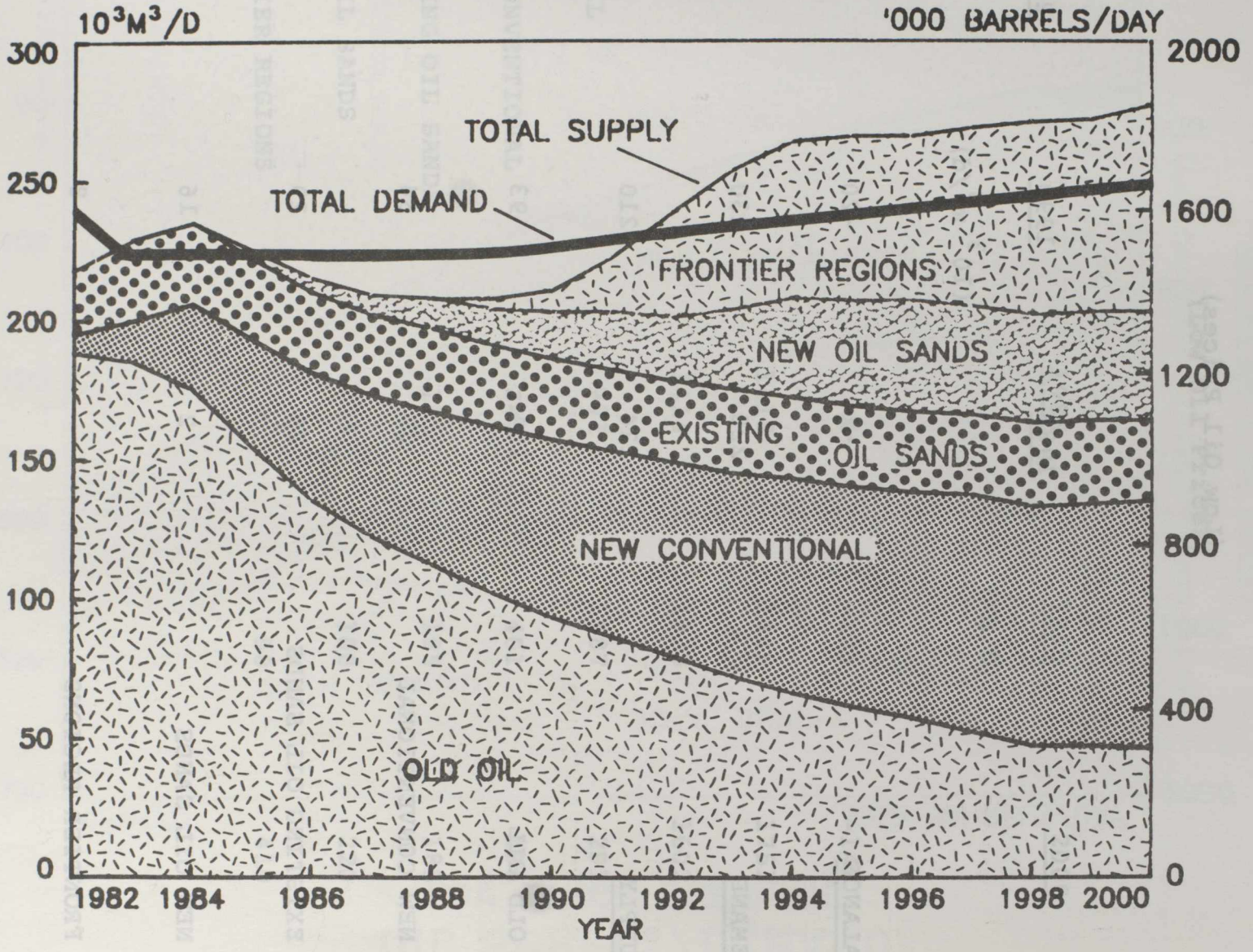
| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | ($10^3$ $m^3$/d) | |
| BALANCE | -1 | -15 | 29 |
| DEMAND | 225 | 226 | 248 |
| SUPPLY | 224 | 211 | 277 |
| OLD OIL | 154 | 93 | 46 |
| NEW CONVENTIONAL | 39 | 64 | 89 |
| EXISTING OIL SANDS | 29 | 29 | 29 |
| NEW OIL SANDS | 2 | 17 | 39 |
| FRONTIER REGIONS | - | 8 | 74 |

# OIL BALANCE AND SUPPLY

## (High Oil Prices)

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | (MB/D) | |
| BALANCE | -4 | -96 | 183 |
| DEMAND | 1418 | 1426 | 1563 |
| SUPPLY | 1414 | 1330 | 1746 |
| OLD OIL | 971 | 587 | 291 |
| NEW CONVENTIONAL | 243 | 402 | 558 |
| EXISTING OIL SANDS | 185 | 185 | 185 |
| NEW OIL SANDS | 15 | 106 | 246 |
| FRINTIER REGIONS | - | 50 | 466 |

# OIL SUPPLY/DEMAND
## (HIGH PRICE SCENARIO)



# OIL BALANCE AND SUPPLY

## (Low Oil Prices)

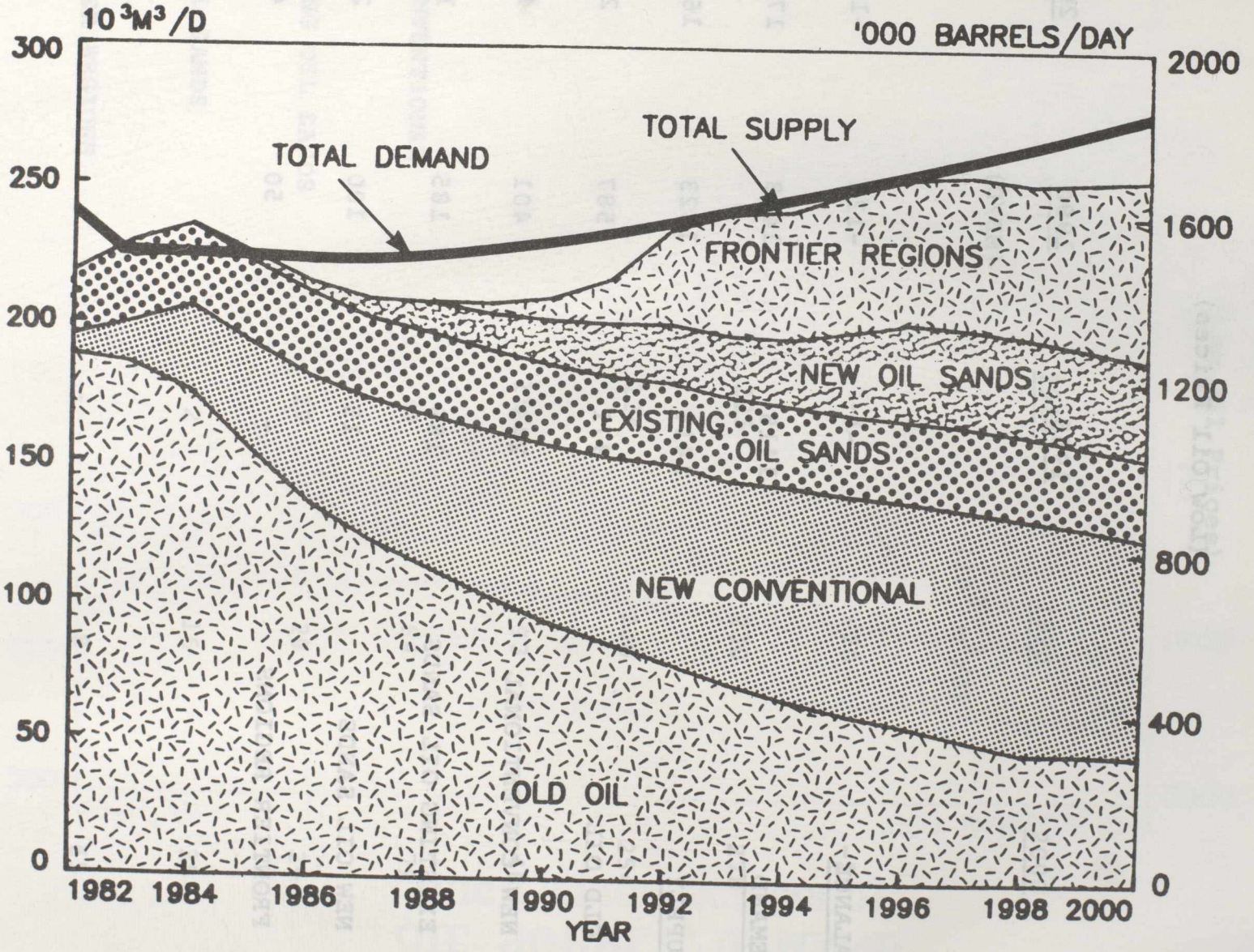
| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | ($10^3$ $m^3$/d) | |
| BALANCE | -1 | -20 | -24 |
| DEMAND | 225 | 230 | 278 |
| SUPPLY | 224 | 210 | 254 |
| OLD OIL | 154 | 93 | 46 |
| NEW CONVENTIONAL | 39 | 64 | 79 |
| EXISTING OIL SANDS | 29 | 29 | 29 |
| NEW OIL SANDS | 2 | 16 | 35 |
| FRONTIER REGIONS | - | 8 | 65 |

# OIL BALANCE AND SUPPLY

## (Low Oil Prices)

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | (MB/D) | |
| BALANCE | -4 | -125 | -149 |
| DEMAND | 1418 | 1448 | 1751 |
| SUPPLY | 1414 | 1323 | 1602 |
| OLD OIL | 971 | 587 | 291 |
| NEW CONVENTIONAL | 243 | 401 | 496 |
| EXISTING OIL SANDS | 185 | 185 | 185 |
| NEW OIL SANDS | 15 | 100 | 220 |
| FRONTIER REGIONS | - | 50 | 410 |

# OIL SUPPLY/DEMAND
## (LOW PRICE SCENARIO)



# OIL BALANCE AND SUPPLY

## (Low Oil Prices/High Conservation)

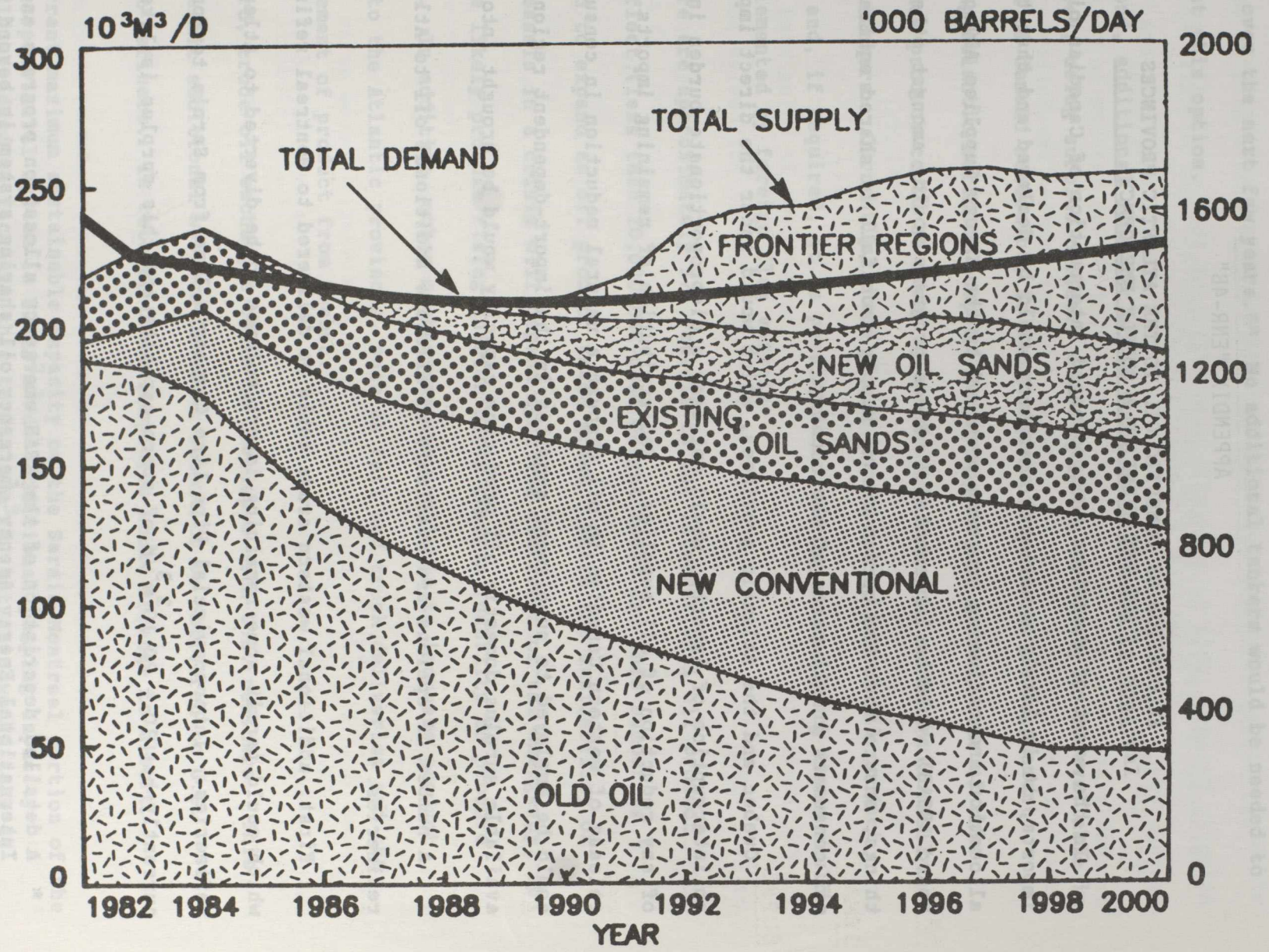
| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | ($10^3$ $m^3$/d) | |
| BALANCE | 2 | 1 | 23 |
| DEMAND | 222 | 209 | 231 |
| SUPPLY | 224 | 210 | 254 |
| OLD OIL | 154 | 93 | 46 |
| NEW CONVENTIONAL | 39 | 64 | 79 |
| EXISTING OIL SANDS | 29 | 29 | 29 |
| NEW OIL SANDS | 2 | 16 | 35 |
| FRONTIER REGIONS | - | 8 | 65 |

## OIL BALANCE AND SUPPLY

### (Low Oil Prices/High Conservation)

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | (MB/D) | |
| **BALANCE** | 17 | 8 | 148 |
| **DEMAND** | 1397 | 1315 | 1454 |
| **SUPPLY** | 1414 | 1323 | 1602 |
| OLD OIL | 971 | 587 | 291 |
| NEW CONVENTIOLAL | 243 | 401 | 496 |
| EXISTING OIL SANDS | 185 | 185 | 185 |
| NEW OIL SANDS | 15 | 100 | 220 |
| FRONTIER REGIONS | - | 50 | 410 |

# OIL SUPPLY/DEMAND
## (HIGH CONSERVATION SCENARIO)



APPENDIX "ENR-4B"

## ALLOCATION OF DOMESTIC OIL TO THE ATLANTIC PROVINCES IN THE EVENT OF A SUPPLY EMERGENCY

In the event of a serious and prolonged interruption of Canadian oil imports, it is likely a national emergency would be declared and that the allocation and rationing programs prepared by the Energy Supplies Allocation Board (ESAB) would be implemented.* These programs would, amongst other things, ensure that the burden of any supply shortfall is shared equitably by oil consumers in all parts of the country.

Quebec and the Atlantic provinces, which would incur the direct impact of an interruption of imports, would not bear a disproportionate burden in terms of any reduction of oil supplies. Redistribution of remaining imports and the release of western Canadian in oil through a natural reduction in consumption, could be employed to supplement supplies in the import-dependent region. Any available surplus domestic oil producing capacity would be brought into use.

A number of options are available to allocate additional oil to Atlantic refineries.

First, additional western crude could be delivered to Montreal refineries, which could permit some remaining import volumes to be diverted to Atlantic refineries. Interprovincial Pipe Line Company's line from Sarnia to Montreal currently has 10 - 20 $10^3 m^3/d$ of spare capacity and this surplus is likely

* A detailed description of the ESAB emergency allocation programs and the International Energy Agency emergency oil sharing system is beyond the scope of this note.

to grow over the next few years.** No additional tankers would be needed to implement this option.

Second, additional domestic crude could be delivered to Montreal refineries, using surplus refinery capacity which is likely to be available in a period of demand restraint, to manufacture oil products to supplement remaining Atlantic refinery output. Depending on the season, some of this additional product could be moved to Quebec and Atlantic markets via small product tankers. Currently, there are 35 Canadian registered oil product tankers and, if required, it is possible that during an emergency these could be supplemented by foreign flag vessels.

There are approximately 575 vessels in the international oil product tanker fleet (less than 20,000 DWT-dead weight tons) and this number is expected to expand as oil product trade grows. While the availability of these vessels in a crisis will depend upon the character of the emergency, it may more likely provoke rising charter rates than an inability to procure tankers. In addition, other mechanisms are available to increase product supply to the Atlantic provinces, such as rail and truck deliveries and the displacement of product from Quebec.

Third, crude oil exchanges could be developed with U.S. refiners. This would permit additional western Canadian output to be delivered to U.S. mid-west refiners. In return, these companies would arrange to divert

** Current maximum sustainable capacity on the Sarnia-Montreal portion of the Interprovincial system is 52 $10^3m^3/d$. Additional pumping capacity could be added to increase this to 95 $10^3m^3/d$, but this would take at least a year.

offshore cargoes, destined for U.S. Gulf and east coast refineries, to Atlantic Canada. This is generally more efficient than physically moving western crude oil to Atlantic refineries. Exchanges of this type are currently in place and were employed extensively during 1979/80 to offset the impact of the supply disruption engendered by the Iranian revolution.

Fourth, western crude oil can be transported to Atlantic refineries from Montreal, via the St. Lawrence River, or from Vancouver via the Trans Mountain Pipe Line from Edmonton and through the Panama Canal.

Currently the former route, which is less expensive, is being used to deliver about 5-10 $10^3m^3$/d of domestic crude to Atlantic refineries and could potentially deliver up to 15 $10^3m^3$/d given existing facilities. Winter ice conditions could limit use of this system during the first quarter of the year. St. Lawrence River and Montreal Harbour draft restrictions also limit the size of tankers using this route to 35-40,000 DWT. There are currently 40 vessels of Canadian registry and as many as 1000 vessels in the total international fleet meeting this restriction.

Trans Mountain's Westridge terminal, near Vancouver, is used on an on-going basis for exports of liquefied petroleum gases and, periodically, for crude oil exports.* However, during the 1973-74 Middle East oil supply disruption shipments from Vancouver, via the Panama Canal, to eastern Canada reached 20 $10^3m^3$/d in some months. Loading capacity at Westridge is now

* Current capacity on the Trans Mountain system is 32 $10^3m^3$/d versus 1983 utilization of 25 $10^3m^3$/d. Capacity could be increased to 37 $10^3m^3$/d within 6 months.

**restricted to 8 $10^3m^3$/d. Panama Canal and Vancouver harbour restrictions limit tanker size to under 65,000 DWT. There are now 40 vessels of Canadian registry and about 1500 vessels in the total international fleet meeting this criteron.**

TABLE I

CANADIAN CRUDE OIL IMPORTS/IMPORTATIONS DE BRUT AU CANADA

DESTINATION
($10^3m^3$/d/j)

| | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Atlantic Provinces<br>Provinces de l'Atlantique | 43.4 | 50.0 | 43.9 | 33.1 | 18.1 | 15.3 |
| Quebec City/Québec | 12.3 | 9.6 | 5.0 | 8.9 | 8.3 | 6.3 |
| Montreal/Montréal | | | | | | |
| a) Via Portland | 27.5 | 17.4 | 20.1 | 28.9 | 18.3 | 12.2 |
| b) Direct Tanker<br>Directement par pétrolier | - | - | - | - | - | 1.0 |
| | 27.5 | 17.4 | 20.1 | 28.9 | 18.3 | 13.2 |
| Total imports<br>Total des importations | 83.2 | 77.0 | 69.0 | 70.9 | 44.7 | 34.8 |

NOTES/NOTA

1) Includes crude oil imports to make products for export markets.
Comprend les importations de brut pour fin d'exportation de produits.

2) Excludes exchange receipts from the U.S. or offshore.
Exclu le brut reçu d'échange avec les E.U. ou l'étranger.

3) Current capacity of the Portland pipeline system is 46.4 $10^3m^3$/d.
La capacité actuelle du système d'oléoduc de Portland est de 46.4 $10^3m^3$/j.

## TABLE II

### SOURCES OF CANADIAN CRUDE OIL IMPORTS
### SOURCES D'IMPORTATIONS DE BRUT AU CANADA
($10^3 m^3/d/j$)

| | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| SOURCES | | | | | | |
| OPEC/OPEP | | | | | | |
| Africa/Afrique | 5.3 | 3.2 | 0.7 | 5.7 | 3.5 | 5.8 |
| Iran | 17.7 | 6.1 | - | - | 1.5 | 7.1 |
| Other middle east/ Autres du Moyen-Orient | 3.9 | 4.2 | 5.7 | 2.2 | 0.4 | 1.1 |
| Saudi Arabia/Arabie Saoudite | 21.0 | 29.6 | 32.7 | 26.4 | 8.5 | 0.9 |
| Venezuela | 33.0 | 32.8 | 26.3 | 21.9 | 18.2 | 8.8 |
| | 80.9 | 75.9 | 65.4 | 56.2 | 32.1 | 23.7 |
| NON-OPEC/NON-OPEP | | | | | | |
| Mexico/Mexique | 2.3 | 0.4 | 2.3 | 8.8 | 8.8 | 8.4 |
| North Sea/Mer du Nord | - | 0.7 | 1.3 | 5.9 | 3.8 | 2.7 |
| | 2.3 | 1.1 | 3.6 | 14.7 | 12.6 | 11.1 |
| Total imports / Total des importations | 83.2 | 77.0 | 69.0 | 70.9 | 44.7 | 34.8 |

## TABLE III

## CANADIAN CRUDE OIL IMPORTS/IMPORTATIONS DE BRUT AU CANADA

### 1983

### CONTRACT ARRANGEMENT
### ENTENTE DE CONTRAT

| | | $10^3m^3/d/j$ | % Share/Part de % |
|---|---|---|---|
| I | State-to-State Contract*<br>Contrat d'Etat à Etat | 7.0 | 20 |
| II | Company to State Contracts**<br>Contrats de compagnie à Etat | 4.8 | 14 |
| III | Parent and Affiliate Companies<br>Sociétés mères et affiliées | 20.0 | 57 |
| IV | Third-Party Purchase<br>Achat par un Tiers-Partie | 3.2 | 9 |
| | Total | 35.0 | 100 |

NOTES/NOTA

* Mexican crude purchased under Petro-Canada/Pemex contract.
Le brut mexicain acheté par l'entremise du contrat de Pétro-Canada/Pemex.

** Canadian refiners' contracts with Venezuelan state companies.
Les contrats des raffineurs canadiens avec les compagnies de l'Etat du Venezuela.

## TABLE IV

### DOMESTIC CRUDE OIL DELIVERIES TO QUEBEC AND ATLANTIC PROVINCES

### DISTRIBUTION DU BRUT CANADIEN POUR LE QUEBEC ET LES PROVINCES D'ATLANTIQUE

($10^3 m^3$/d/j)

| | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Montreal/Montréal** | | | | | | |
| 1) Via Interprovincial (1) (2) | 43.7 | 49.0 | 46.2 | 37.1 | 38.9 | 31.5 |
| 2) Via exchanges / Via les échanges | - | 3.7 | 2.1 | - | - | - |
| | 43.7 | 52.7 | 48.3 | 37.1 | 38.9 | 31.5 |
| **Quebec City/Québec** | | | | | | |
| 1) Via Montreal tanker / Via Montréal par pétrolier | - | - | 2.6 | - | - | 1.1 |
| 2) Via exchanges / Via les échanges | - | 1.3 | 2.8 | 0.8 | 0.7 | 1.4 |
| | - | 1.3 | 5.4 | 0.8 | 0.7 | 2.5 |
| **Atlantic/Atlantique** | | | | | | |
| 1) Via Montreal tanker / Via Montréal par pétrolier | - | - | 0.2 | - | 3.7 | 6.9 |
| 2) Via exchanges / Via les échanges | - | 1.7 | 0.1 | - | - | 0.5 |
| | - | 1.7 | 0.3 | - | 3.7 | 7.4 |
| Total deliveries / Total des livraisons | 43.7 | 55.7 | 54.0 | 37.9 | 43.3 | 41.4 |

NOTES/NOTA

1) Deliveries via interprovincial pipeline include mid-continent exchanges with U.S. refiners.
Les livraisons via le pipeline interprovincial comprennent les échanges centrals avec les raffineurs américains.

2) Current interprovincial pipeline maximum sustainable capacity to Montreal is 52.0 $10^3 m^3$/d.
La capacité maximale soutenable du pipeline interprovincial à Montréal est de 52.0 $10^3 m^3$/j.

TABLE V

NET OIL IMPORTS/EXPORTS

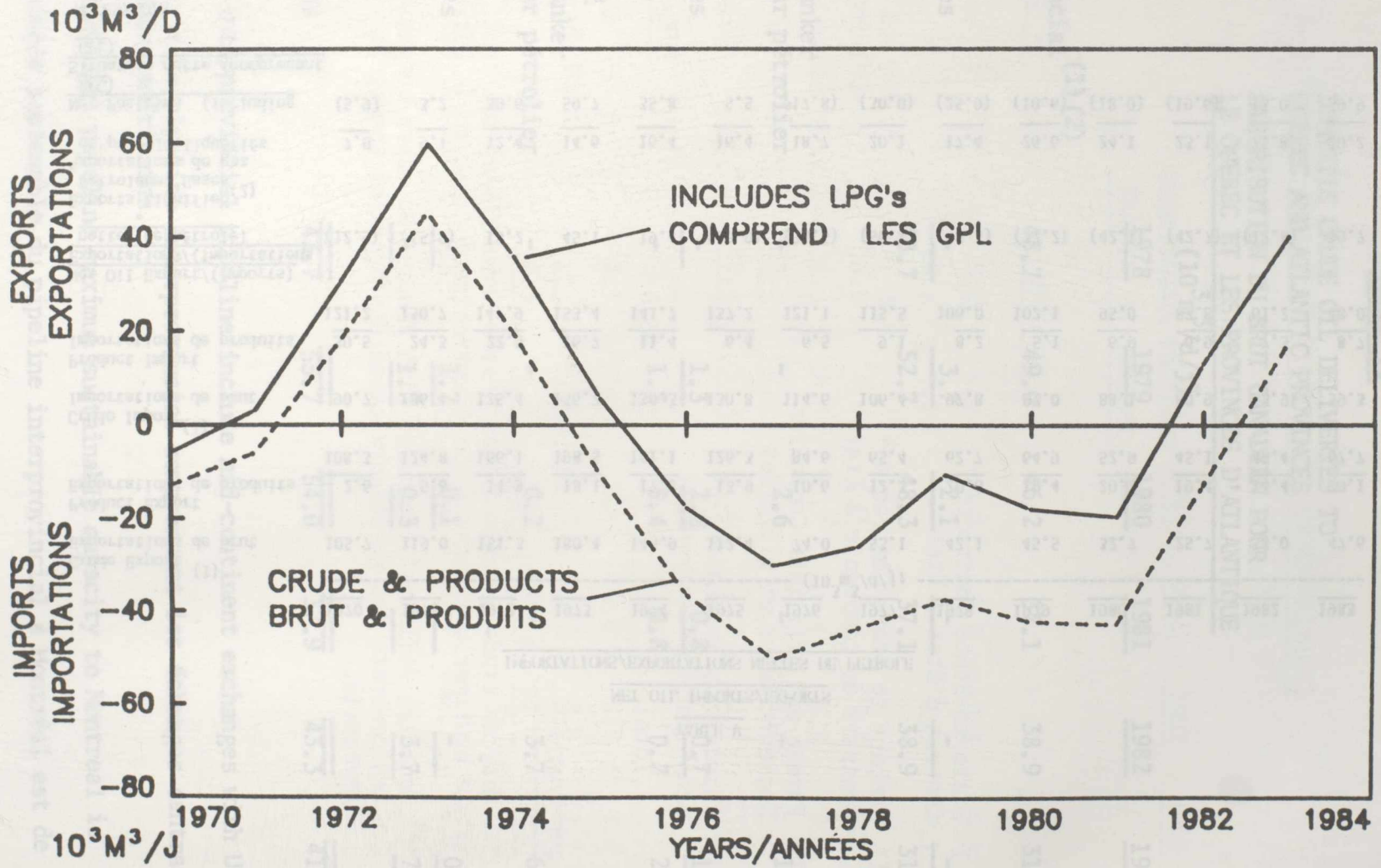
IMPORTATIONS/EXPORTATIONS NETTES DE PETROLE

| | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ($10^3 m^3/d/j$) | | | | | | | | | | | | | |
| Crude Export (1)<br>Exportations de brut | 105.7 | 119.0 | 151.3 | 180.4 | 143.9 | 112.4 | 74.0 | 53.1 | 42.1 | 45.5 | 32.7 | 25.7 | 34.0 | 47.6 |
| Product Export<br>Exportations de produits | 2.6 | 5.8 | 14.8 | 18.1 | 17.2 | 13.9 | 10.6 | 12.3 | 20.6 | 19.4 | 20.2 | 19.4 | 14.4 | 20.1 |
| | 108.3 | 124.8 | 166.1 | 198.5 | 161.1 | 126.3 | 84.6 | 65.4 | 62.7 | 64.9 | 52.9 | 45.1 | 48.4 | 67.7 |
| Crude Import (1)<br>Importations de brut | 90.7 | 106.4 | 125.4 | 136.7 | 130.3 | 130.8 | 114.6 | 106.4 | 97.8 | 97.0 | 88.1 | 80.9 | 53.9 | 39.3 |
| Product Import<br>Importations de produits | 30.5 | 24.3 | 22.5 | 16.7 | 11.4 | 6.4 | 6.5 | 9.1 | 8.2 | 5.1 | 6.9 | 6.9 | 7.3 | 8.7 |
| | 121.2 | 130.7 | 147.9 | 153.4 | 141.7 | 137.2 | 121.1 | 115.5 | 106.0 | 102.1 | 95.0 | 87.8 | 61.2 | 48.0 |
| Net Oil Export/(Imports)<br>Exportations/(Importations nettes de pétrole) | (12.9) | (5.9) | 18.2 | 45.1 | 19.4 | (10.9) | (36.5) | (50.1) | (43.3) | (37.2) | (42.1) | (42.7) | (12.8) | 19.7 |
| Exports Liquified Petroleum Gases (2)<br>Exportations de gaz de pétrole liquéfiés | 7.0 | 9.1 | 12.4 | 14.6 | 16.4 | 16.4 | 18.7 | 20.1 | 17.4 | 26.6 | 24.1 | 23.1 | 25.8 | 20.2 |
| Net Position (including LPG)<br>Situation nette (comprenant GPL) | (5.9) | 3.2 | 30.6 | 59.7 | 35.8 | 5.5 | (17.8) | (30.0) | (25.9) | (10.6) | (18.0) | (19.6) | 13.0 | 39.9 |

NOTES/NOTA

(1) Includes exchanges/Comprend les échanges
(2) Ethane, Propane and/et Butane

# NET OIL IMPORTS/EXPORTS
# IMPORTATIONS/EXPORTATIONS NETTES DE PÉTROLE



APPENDIX "ENR-4C"

# INTERNATIONAL COMPARISONS OF FISCAL REGIMES

**Energy, Mines and Resources**
**April 17, 1983**

## Question

Members of the Committee expressed an interest in comparisons of Canada's oil and gas fiscal regimes with those of other countries.

## Comparisons of Fiscal Regimes

There are a number of different measures by which fiscal regimes and their burdens on the petroleum industry can be compared. These include:

a) number of years to payback of initial investment;

b) internal rate of return on initial investment, after tax;

c) ratio of after-tax net income to investment, in present value terms; and

d) taxes as a percentage of resources generated (or 'rent'), in present value terms.

If all other factors were identical in different fiscal jurisdictions, an investor would normally choose to invest in that regime which:

a) minimized his years to payback;

b) maximized his internal rate of return;

c) maximized his income to investment ratio; or

d) minimized his tax to resources-generated ratio.

In addition to these purely fiscal considerations, however, an investor who is considering different investment opportunities would also have to take into account more subjective factors such as:

a) the relative geology - i.e., what are the chances of discovering hydrocarbons and, once discovered, how big will the reserves be?

b) stability of the fiscal regime - will it improve or deteriorate over the lifetime of the investment?

c) the downside risk - if all the wells are dry, what is the net investment cost? Are there grants or tax savings to cushion the cost of unsuccessful exploration?

d) the elements of the regulatory regimes and what burdens they impose - domestic content, state participation, etc. (note that the 25 per cent Crown share provision in the Canada Oil and Gas Act does not directly affect either an investor's rate of return or his payback period).

## Results

The papers which are listed in the attached bibliography evaluate some of these issues from different perspectives and at different times. As summarized in Table 1 they generally indicate that the Canadian offshore regime is quite competitive with that of other jurisdictions, particularly if differences in geologic potential are included.

## TABLE 1

## SUMMARY OF COMPARISONS OF INTERNATIONAL FISCAL BURDENS

| | CANADA | NORWAY | U.K. |
|---|---|---|---|
| **Canadian Energy Research Institute** | | | |
| Income to Investment Ratio | 1.39 | N/A | 1.23 |
| **Petro-Canada** | | | |
| IRR (%): Bell | 26-30 | 18.3 | 24.4 |
| IRR (%): McNicholas | 27-31 | 20.0 | 21.9 |
| **Kemp, Cohen, Rose** | | | |
| IRR (%) | 33.6 | 24.6 | 32.2 |
| Ratio of Taxes to Resources Generated (%) | 65.5 | 86.7 | 86.7 |

## BIBLIOGRAPHY

1) Canadian Energy Research Institute, Executive Summary to "A Comparison of Oil and Gas Investment Returns in Canada, United States and United Kingdom", May 1983. The Canadian Energy Research Institute in Calgary undertook a study for Energy, Mines and Resources. The 3 volume study compared investment returns for oil and gas exploration in selected countries.

2) Energy, Mines and Resources; International Energy Relations Branch; "A Summary of Comparative Pricing and Fiscal Arrangements for Oil and Gas", 1983.

3) Bell, Joel and Meneley, Robert; Petro Canada, "Statement by Petro Canada to the Standing Senate Committee on Banking, Trade and Commerce", December 3, 1981.

4) McNicholas, John; Petro Canada; "Analysis of the fiscal regime affecting the development of petroleum resources on Canada Lands relative to other jurisdictions"; attached to letter of March 25, 1981 to Mr. Ian Watson, M.P.

5) Kemp, Alexander, et al. "Inefficient collectors of Economic Rents"; an article in Financial Times Energy Economist, March 1982.

APPENDIX "ENR-4D"

# THE PETROLEUM INCENTIVES PROGRAM

# AND

# RIG AND SHIP SOURCING

Energy, Mines and
Resources
April 17, 1984

# The Petroleum Incentives Program and Rig and Ship Sourcing

## Question

Members of the Committee have asked for information regarding the influence of the Petroleum Incentives Program on the sourcing of offshore drilling rigs and supply ships, particularly as it may affect the decision to lease or purchase and the choice of Canadian or foreign-built vessels.

## Response

The Petroleum Incentives Program subsidizes only the lease or rental of offshore drilling rigs and supply vessels. Purchase of equipment is not eligible for incentive payments. The reason for this is that PIP is intended to subsidize the costs of services performed rather than the acquisition of equipment. In this respect, PIP mirrors the way in which the sourcing of equipment was treated in the past under the "depletion" provisions of the Income Tax Act. While neither depletion nor PIP apply to the purchase of equipment, the capital cost allowance does support equipment purchases.

The Petroleum Incentives Program does not distinguish between Canadian and foreign-built equipment. Country of origin has no bearing whatever on the payment of incentives for the use of the equipment. Nevertheless, to the extent that incentives have increased demand for offshore drilling equipment this has been reflected in the order-books of Canadian builders. Despite a world-wide glut of offshore equipment that has drastically curtailed new construction, Canada's east coast fleet has since 1981 seen the addition of one very modern Canadian-built semi-submersible and half a dozen modern Canadian-built supply vessels. Canadian shipyards are also employed in upgrading and servicing both Canadian and foreign-built supply vessels.

It should be noted that while PIP is neutral with respect to the origin of rigs and supply vessels, the federal government has in place other resources to support the Canadian shipbuilding industry. A special accelerated capital cost allowance is available for Canadian-built vessels. In addition, the Shipbuilding Industry Assistance Program provides a subsidy equal to 9% of the cost of vessels built in Canada.

Attached is a summary of the major pieces of marine equipment presently engaged in the search for petroleum and natural gas on the east coast of Canada.

## MAJOR OFFSHORE EQUIPMENT - DRILLING UNITS

| OFFSHORE DRILLING UNIT | | ORIGIN |
|---|---|---|
| 1. | Zapata Scotian | Foreign-built |
| 2. | Sedco 709 | Canadian-built |
| 3. | Vinland | Foreign-built |
| 4. | Bow Drill I | Foreign-built |
| 5. | Bow Drill II * | Foreign-built |
| 6. | Bow Drill III * | Canadian-built |
| 7. | Glomar Labrador I | Foreign-built |
| 8. | Sedco 706 | Foreign-built |
| 9. | West Venture | Foreign-built |
| 10. | John Shaw | Foreign-built |
| 11. | Sedco 710 * | Foreign-built |
| 12. | Rowan Gorilla | Foreign-built |

| | |
|---|---|
| 30 Supply Vessels | 6 Canadian-built |
| | 24 Foreign-built |

Note: Drilling units built since 1980 are marked with *.

APPENDICE «ENR-4A»

# LES ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE PÉTROLE

**le 16 avril 1984**

**Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources**

Question

Des membres du Comité désirent obtenir des renseignements au sujet de la plus récente prévision de l'offre et de la demande établie par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, de même que sur les sources des approvisionnements canadiens.

Les écarts entre l'offre et la demande de pétrole

Nous présentons ici trois scénarios de l'offre et de la demande de pétrole au Canada au cours des années 80 et 90. Ces scénarios se distinguent par le fait qu'ils emploient des hypothèses différentes au sujet des futurs prix internationaux du pétrole et au sujet des possibilités d'économies d'énergie. Les tableaux indiquent les effets de chaque scénario sur l'offre et la demande de pétrole, par catégorie, pour les années 1985, 1990 et 2000. Les graphiques illustrent les courbes de croissance de l'offre et de la demande.

Les approvisionnements en pétrole sont divisés en principales catégories. L'ancien pétrole est le pétrole qui était établi en décembre 1980, mais comprend aussi le pétrole des forages intercalaires et le pétrole récupéré par injection d'eau. Cette catégorie de pétrole ne varie pas en fonction des prix du pétrole. Le nouveau pétrole classique comprend les nouvelles découvertes et le nouveau pétrole extrait par récupération tertiaire après 1980. Cette catégorie subit l'influence des prix, en particulier le pétrole de récupération tertiaire.

Les sables pétrolifères existants proviennent des usines de Suncor et de Syncrude, y compris ceux qui résultent du débloquage de Syncrude. Les nouveaux sables pétrolifères englobent le nouveau pétrole synthétique et le nouveau bitume exploité in situ (après 1980). Les régions pionnières englobent essentiellement la région d'Hibernia, des terres continentales et des zones peu profondes de la mer de Beaufort.

## ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE PÉTROLE

### (Prix du pétrole élevés)

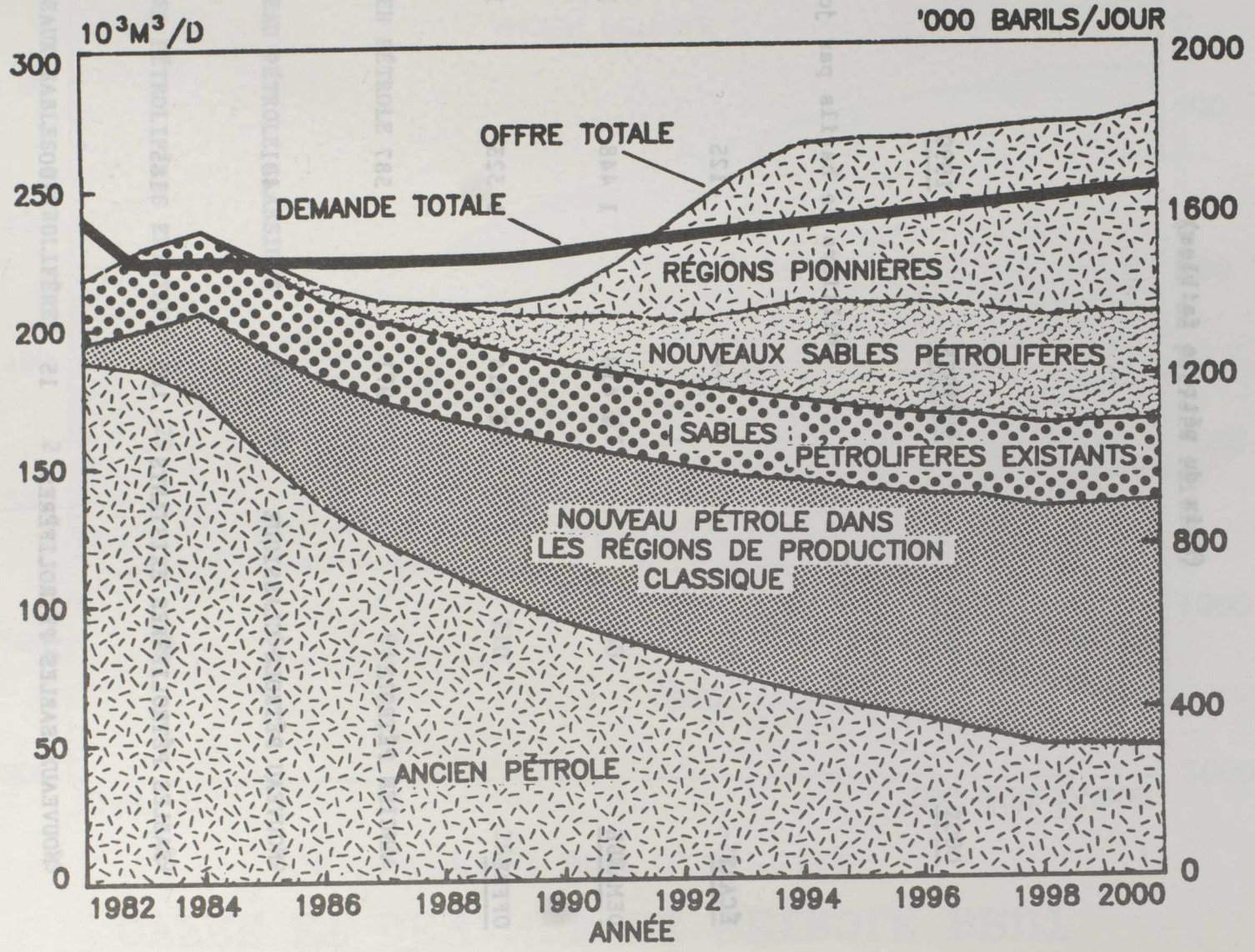
| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | (Milliers de barils par jour) | | |
| ÉCART | -4 | -96 | 183 |
| DEMANDE | 1 418 | 1 426 | 1 563 |
| OFFRE | 1 414 | 1 330 | 1 746 |
| ANCIEN PÉTROLE | 971 | 587 | 291 |
| NOUVEAU PÉTROLE CLASSIQUE | 243 | 402 | 558 |
| SABLES PÉTROLIFÈRES EXISTANTS | 185 | 185 | 185 |
| NOUVEAUX SABLES PÉTROLIFÈRES | 15 | 106 | 246 |
| RÉGIONS PIONNIÈRES | - | 50 | 466 |

## ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE PÉTROLE

**(Prix du pétrole élevés)**

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | ($10^3$ $m^3$/d) | |
| ÉCART | -1 | -15 | 29 |
| DEMANDE | 225 | 226 | 248 |
| OFFRE | 224 | 211 | 277 |
| ANCIEN PÉTROLE | 154 | 93 | 46 |
| NOUVEAU PÉTROLE CLASSIQUE | 39 | 64 | 89 |
| SABLES PÉTROLIFÈRES EXISTANTS | 29 | 29 | 29 |
| NOUVEAUX SABLES PÉTROLIFÈRES | 2 | 17 | 39 |
| RÉGIONS PIONNIÈRES | - | 8 | 74 |

# OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE BRUT
## (LE SCENARIO DES PRIX ÉLEVÉS)



## ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE PÉTROLE

(Prix du pétrole faibles)

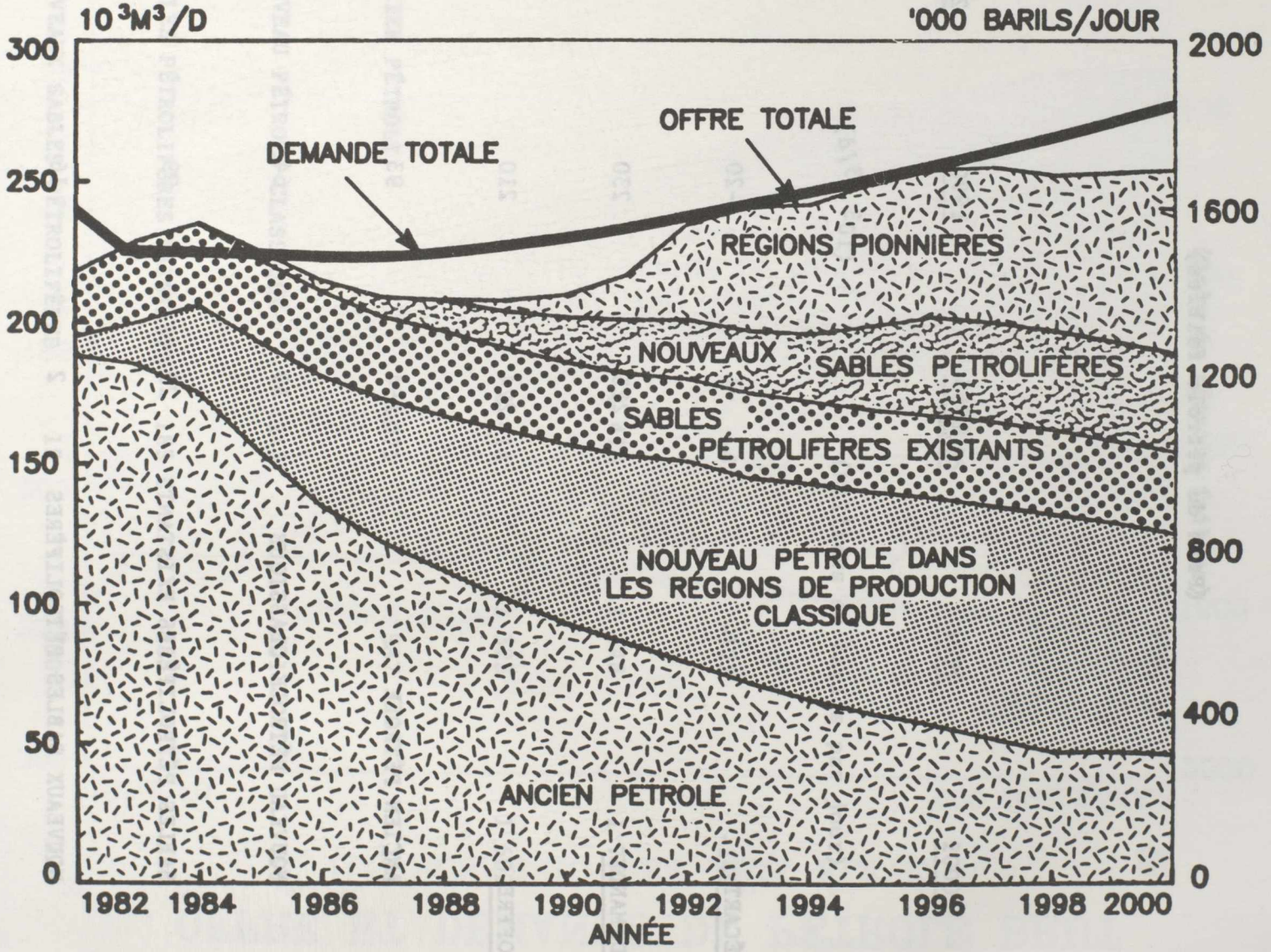
| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | (Milliers de barils par jour) | | |
| ÉCART | -4 | -125 | -149 |
| DEMANDE | 1 418 | 1 448 | 1 751 |
| OFFRE | 1 414 | 1 323 | 1 602 |
| ANCIEN PÉTROLE | 971 | 587 | 291 |
| NOUVEAU PÉTROLE CLASSIQUE | 243 | 401 | 496 |
| SABLES PÉTROLIFÈRES EXISTANTS | 185 | 185 | 185 |
| NOUVEAUX SABLES PÉTROLIFÈRES | 15 | 100 | 220 |
| RÉGIONS PIONNIÈRES | - | 50 | 410 |

## ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE PÉTROLE

**(Prix du pétrole faibles)**

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | ($10^3$ $m^3$/d) | |
| ÉCART | -1 | -20 | -24 |
| DEMANDE | 225 | 230 | 278 |
| OFFRE | 224 | 210 | 254 |
| ANCIEN PÉTROLE | 154 | 93 | 46 |
| NOUVEAU PÉTROLE CLASSIQUE | 39 | 64 | 79 |
| SABLES PÉTROLIFÈRES EXISTANTS | 29 | 29 | 29 |
| NOUVEAUX SABLES PÉTROLIFÈRES | 2 | 16 | 35 |
| RÉGIONS PIONNIÈRES | - | 8 | 65 |

# OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE BRUT
## (LE SCENARIO DES BAS PRIX)



## ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE PÉTROLE

**(Prix du pétrole faibles/Économies d'énergie fortes)**

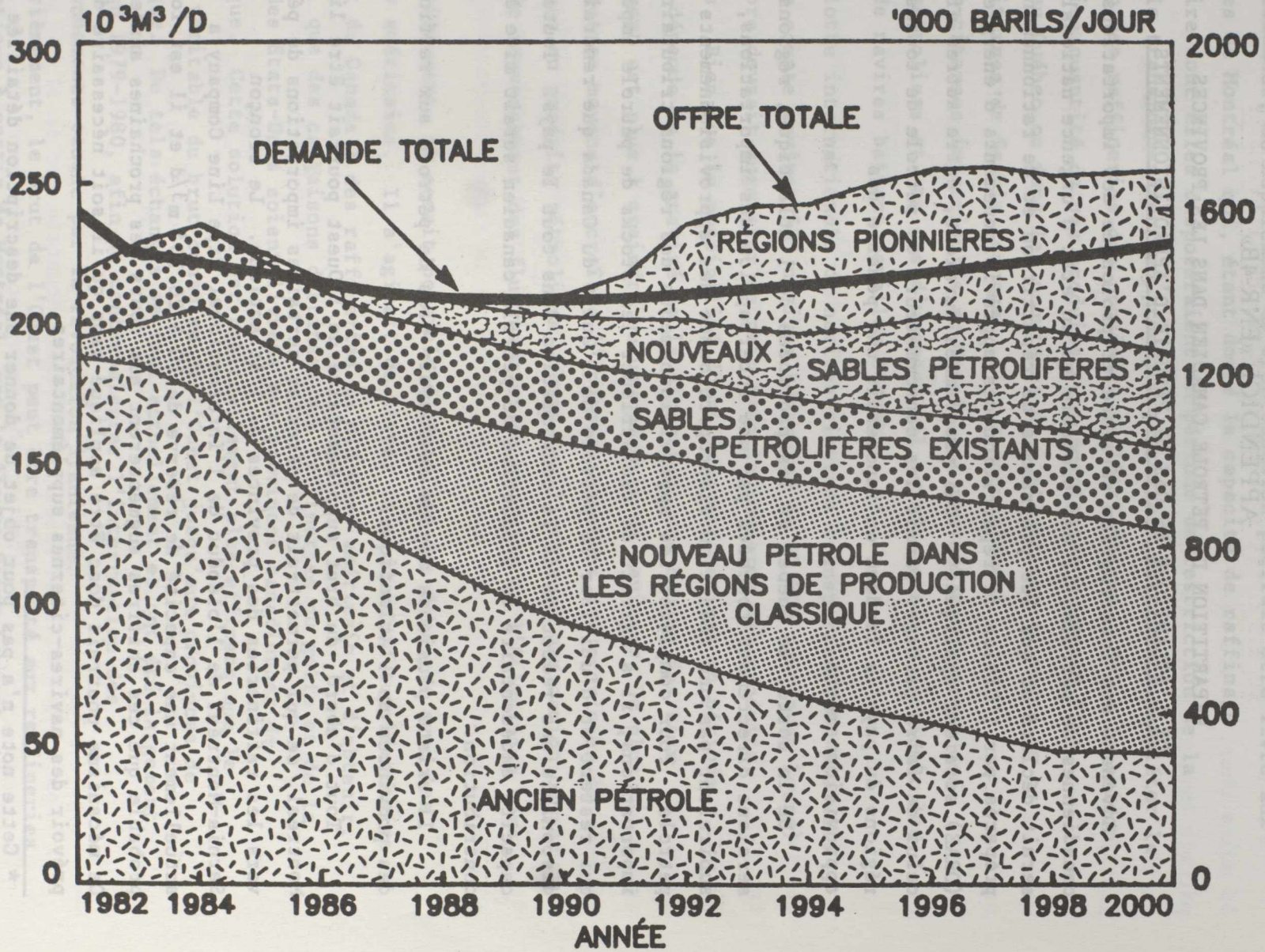
| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | (Milliers de barils par jour) | | |
| ÉCART | 17 | 8 | 148 |
| DEMANDE | 1 397 | 1 315 | 1 454 |
| OFFRE | 1 414 | 1 323 | 1 602 |
| ANCIEN PÉTROLE | 971 | 587 | 291 |
| NOUVEAU PÉTROLE CLASSIQUE | 243 | 401 | 496 |
| SABLES PÉTROLIFÈRES EXISTANTS | 185 | 185 | 185 |
| NOUVEAUX SABLES PÉTROLIFÈRES | 15 | 100 | 220 |
| RÉGIONS PIONNIÈRES | - | 50 | 410 |

## ÉCARTS ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE DE PÉTROLE

**(Prix du pétrole faibles/Économies d'énergie fortes)**

| | 1985 | 1990 | 2000 |
|---|---|---|---|
| | | ($10^3$ $m^3$/d) | |
| ÉCART | 2 | 1 | 23 |
| DEMANDE | 222 | 209 | 231 |
| OFFRE | 224 | 210 | 254 |
| ANCIEN PÉTROLE | 154 | 93 | 46 |
| NOUVEAU PÉTROLE CLASSIQUE | 39 | 64 | 79 |
| SABLES PÉTROLIFÈRES EXISTANTS | 29 | 29 | 29 |
| NOUVEAUX SABLES PÉTROLIFÈRES | 2 | 16 | 35 |
| RÉGIONS PIONNIÈRES | - | 8 | 65 |

# OFFRE ET DEMANDE DE PÉTROLE BRUT
## (LE SCENARIO D'ÉCONOMIES ÉLEVÉES)



# APPENDICE «ENR-4B»

## RÉPARTITION DU PÉTROLE CANADIEN DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE EN CAS DE PÉNURIE D'APPROVISIONNEMENTS

Advenant une interruption sérieuse et prolongée des importations canadiennes de pétrole, il est probable qu'un état d'urgence nationale serait déclaré et que les programmes de répartition et de rationnement préparés par l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie (ORAE) seraient appliqués*. Ces programmes auraient, entre autres effets, celui de faire partager parmis les consommateurs de pétrole de toutes les régions du pays le fardeau qu'imposerait une pénurie des approvisionnements.

De la sorte, le Québec et les provinces de l'Atlantique, régions qui seraient directement touchées par une interruption des importations, ne subiraient pas une réduction disproportionnée des approvisionnements en pétrole. Pour compléter les approvisionnements des régions tributaires des importations, il s'agirait de redistribuer les stocks de pétrole importé qui restent et d'utiliser le pétrole de l'Ouest du Canada que rendrait disponible une réduction de la consommation dans tout le pays. Toute capacité excédentaire de production de pétrole canadien serait mise à contribution.

Il existe plusieurs moyens de fournir plus de pétrole aux raffineries des provinces de l'Atlantique.

Tout d'abord, du brut supplémentaire de l'Ouest pourrait être livré à Montréal, ce qui permettrait de dérouter certaines importations de pétrole vers les raffineries des provinces de l'Atlantique. Le tronçon Sarnia-Montréal de l'oléoduc de l'International Pipe Line Company a actuellement une capacité de réserve de 10 à 20 $10^3$ $m^3/d$ et il est fort probable que ces chiffres augmenteront aux cours des prochaines années**. Ce mécanisme pourrait donc être appliqué sans qu'il soit nécessaire de prévoir des navires-citernes supplémentaires.

---

* Cette note n'a pas pour objet de donner une description détaillée des programmes de répartition d'urgence de l'ORAE et du régime de partage en cas d'urgence prévu par l'Agence internationale de l'énergie.

** Actuellement, la capacité maximale du tronçon Sarnia-Montréal de l'oléoduc de l'IPL est de 52 $10^3$ $m^3/d$. Il est possible d'augmenter la capacité de pompage de manière à pouvoir transporter 95 $10^3$ $m^3/d$, mais cela prendrait environ un an.

Deuxièmement, un supplément de brut canadien pourrait être livré aux raffineries de Montréal qui, étant donné la capacité de raffinage excédentaire dont elles disposeraient en période de restriction de la demande, le transformeraient en produits pétroliers destinés à compléter la production des raffineries des provinces de l'Atlantique. Selon la saison, une certaine quantité de ces produits supplémentaires pourrait être expédiée au Québec ou dans les provinces de l'Atlantique au moyen de navires-citernes de faible tonnage. Il y a actuellement 35 navires-citernes immatriculés au Canada qui peuvent transporter des produits pétroliers et, en cas d'urgence, il serait possible d'obtenir les services de navires battant pavillon étranger.

La flotte internationale de navires-citernes transportant des produits pétroliers compte environ 575 navires (de moins de 20 000 tonnes en lourd) et ce nombre devrait augmenter de pair avec le commerce des produits pétroliers. Bien que la possibilité d'utiliser ces navires en période d'urgence dépende de la gravité de la situation, une hausse des taux d'affrètement est plus à craindre qu'une pénurie de navires. De plus, il existe d'autres moyens d'accroître l'approvisionnement des provinces de l'Atlantique en produits pétroliers, comme les livraisons par camion ou par train et le renversement des flux normaux de produits de l'Atlantique vers le Québec.

Troisièmement, il serait possible d'organiser des échanges avec les raffineurs américains. Il s'agirait de livrer la production supplémentaire de l'Ouest du Canada à des raffineries du Mid-West américain et d'obtenir, en retour, que des cargaisons destinées aux raffineries du golfe et de la côte est des États-Unis soient livrées aux provinces canadiennes de l'Atlantique. Cette solution est habituellement plus efficace que le transport véritable du brut canadien de l'Ouest jusqu'aux provinces de l'Atlantique. De tels échanges se font actuellement et ont été largement utilisés en 1979-1980, afin de contrebalancer l'interruption des approvisionnements causée par la révolution iranienne.

Quatrièmement, le brut de l'Ouest peut être transporté aux raffineries de l'Atlantique à partir de Montréal, par le fleuve Saint-Laurent, ou d'Edmonton par l'oléoduc Trans Mountain Pipe Line, en passant par Vancouver et le canal de Panama.

À l'heure actuelle, c'est le transport par la voie maritime qui coûte le moins cher. Cette voie est utilisée pour livrer de 5 à 10 $10^3$ $m^3/d$ de pétrole brut canadien aux raffineries des provinces de l'Atlantique, chiffre qui pourrait atteindre jusqu'à 15 $10^3$ $m^3/d$, étant donné les installations existantes. Notons que les glaces pourraient nuire à ce système pendant le premier trimestre de l'année. L'utilisation de la voie maritime et du port de Montréal sont par ailleurs limitées aux navires-citernes dont le tonnage en lourd est inférieur à 35 000 ou 40 000 tonnes. Actuellement, 40 navires immatriculés au Canada et jusqu'à 1 000 navires de la flotte internationale répondent à ce critère.

Le terminal de la Trans Mountain à Westridge, près de Vancouver, est utilisé en permanence pour l'exportation de gaz de pétrole liquéfiés et, de façon périodique, pour l'exportation de pétrole brut*. Toutefois, en 1973-1974, au moment de l'interruption des approvisionnements de pétrole en provenance du Moyen-Orient, les expéditions de Vancouver à l'Est du Canada, par le canal de Panama, ont atteint 20 $10^3$ $m^3/d$, en quelques mois. La capacité de chargement, à Westridge, est actuellement de 8 $10^3$ $m^3/d$. L'utilisation du port de Vancouver et du canal de Panama sont limitées aux navires d'un tonnage en lourd inférieur à 65 000 tonnes. Pour l'instant, 40 navires canadiens et environ 1 500 navires de la flotte internationale répondent à ce critère.

---

* La capacité actuelle du réseau de la Trans Mountain est de 32 $10^3$ $m^3/d$. Il transportait 25 $10^3$ $m^3/d$ en 1983. Cette capacité pourrait être haussée à 37 $10^3$ $m^3$ en six mois.

# TABLE I

## CANADIAN CRUDE OIL IMPORTS/IMPORTATIONS DE BRUT AU CANADA

### DESTINATION

($10^3 m^3$/d/j)

| | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Atlantic Provinces<br>Provinces de l'Atlantique | 43.4 | 50.0 | 43.9 | 33.1 | 18.1 | 15.3 |
| Quebec City/Québec | 12.3 | 9.6 | 5.0 | 8.9 | 8.3 | 6.3 |
| Montreal/Montréal | | | | | | |
| a) Via Portland | 27.5 | 17.4 | 20.1 | 28.9 | 18.3 | 12.2 |
| b) Direct Tanker<br>Directement par pétrolier | - | - | - | - | - | 1.0 |
| | 27.5 | 17.4 | 20.1 | 28.9 | 18.3 | 13.2 |
| Total imports<br>Total des importations | 83.2 | 77.0 | 69.0 | 70.9 | 44.7 | 34.8 |

NOTES/NOTA

1) Includes crude oil imports to make products for export markets.
Comprend les importations de brut pour fin d'exportation de produits.

2) Excludes exchange receipts from the U.S. or offshore.
Exclu le brut reçu d'échange avec les E.U. ou l'étranger.

3) Current capacity of the Portland pipeline system is 46.4 $10^3 m^3$/d.
La capacité actuelle du système d'oléoduc de Portland est de 46.4 $10^3 m^3$/j.

TABLE II

SOURCES OF CANADIAN CRUDE OIL IMPORTS
SOURCES D'IMPORTATIONS DE BRUT AU CANADA
($10^3 m^3/d/j$)

| SOURCES | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| OPEC/OPEP | | | | | | |
| Africa/Afrique | 5.3 | 3.2 | 0.7 | 5.7 | 3.5 | 5.8 |
| Iran | 17.7 | 6.1 | - | - | 1.5 | 7.1 |
| Other middle east/ Autres du Moyen-Orient | 3.9 | 4.2 | 5.7 | 2.2 | 0.4 | 1.1 |
| Saudi Arabia/Arabie Saoudite | 21.0 | 29.6 | 32.7 | 26.4 | 8.5 | 0.9 |
| Venezuela | 33.0 | 32.8 | 26.3 | 21.9 | 18.2 | 8.8 |
| | 80.9 | 75.9 | 65.4 | 56.2 | 32.1 | 23.7 |
| NON-OPEC/NON-OPEP | | | | | | |
| Mexico/Mexique | 2.3 | 0.4 | 2.3 | 8.8 | 8.8 | 8.4 |
| North Sea/Mer du Nord | - | 0.7 | 1.3 | 5.9 | 3.8 | 2.7 |
| | 2.3 | 1.1 | 3.6 | 14.7 | 12.6 | 11.1 |
| Total imports / Total des importations | 83.2 | 77.0 | 69.0 | 70.9 | 44.7 | 34.8 |

## TABLE III

## CANADIAN CRUDE OIL IMPORTS/IMPORTATIONS DE BRUT AU CANADA

1983

| | CONTRACT ARRANGEMENT / ENTENTE DE CONTRAT | $10^3m^3/d/j$ | % Share/Part de % |
|---|---|---|---|
| I | State-to-State Contract* / Contrat d'Etat à Etat | 7.0 | 20 |
| II | Company to State Contracts** / Contrats de compagnie à Etat | 4.8 | 14 |
| III | Parent and Affiliate Companies / Sociétés mères et affiliées | 20.0 | 57 |
| IV | Third-Party Purchase / Achat par un Tiers-Partie | 3.2 | 9 |
| | Total | 35.0 | 100 |

NOTES/NOTA

* Mexican crude purchased under Petro-Canada/Pemex contract.
Le brut mexicain acheté par l'entremise du contrat de Pétro-Canada/Pemex.

** Canadian refiners' contracts with Venezuelan state companies.
Les contrats des raffineurs canadiens avec les compagnies de l'Etat du Venezuela.

## TABLE IV

### DOMESTIC CRUDE OIL DELIVERIES TO QUEBEC AND ATLANTIC PROVINCES

### DISTRIBUTION DU BRUT CANADIEN POUR LE QUEBEC ET LES PROVINCES D'ATLANTIQUE

($10^3 m^3/d/j$)

| | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Montreal/Montréal** | | | | | | |
| 1) Via Interprovincial (1) (2) | 43.7 | 49.0 | 46.2 | 37.1 | 38.9 | 31.5 |
| 2) Via exchanges / Via les échanges | - | 3.7 | 2.1 | - | - | - |
| | 43.7 | 52.7 | 48.3 | 37.1 | 38.9 | 31.5 |
| **Quebec City/Québec** | | | | | | |
| 1) Via Montreal tanker / Via Montréal par pétrolier | - | - | 2.6 | - | - | 1.1 |
| 2) Via exchanges / Via les échanges | - | 1.3 | 2.8 | 0.8 | 0.7 | 1.4 |
| | - | 1.3 | 5.4 | 0.8 | 0.7 | 2.5 |
| **Atlantic/Atlantique** | | | | | | |
| 1) Via Montreal tanker / Via Montréal par pétrolier | - | - | 0.2 | - | 3.7 | 6.9 |
| 2) Via exchanges / Via les échanges | - | 1.7 | 0.1 | - | - | 0.5 |
| | - | 1.7 | 0.3 | - | 3.7 | 7.4 |
| Total deliveries / Total des livraisons | 43.7 | 55.7 | 54.0 | 37.9 | 43.3 | 41.4 |

NOTES/NOTA

1) Deliveries via interprovincial pipeline include mid-continent exchanges with U.S. refiners.
Les livraisons via le pipeline interprovincial comprennent les échanges centrals avec les raffineurs américains.

2) Current interprovincial pipeline maximum sustainable capacity to Montreal is 52.0 $10^3 m^3/d$.
La capacité maximale soutenable du pipeline interprovincial à Montréal est de 52.0 $10^3 m^3/j$.

TABLE V

NET OIL IMPORTS/EXPORTS

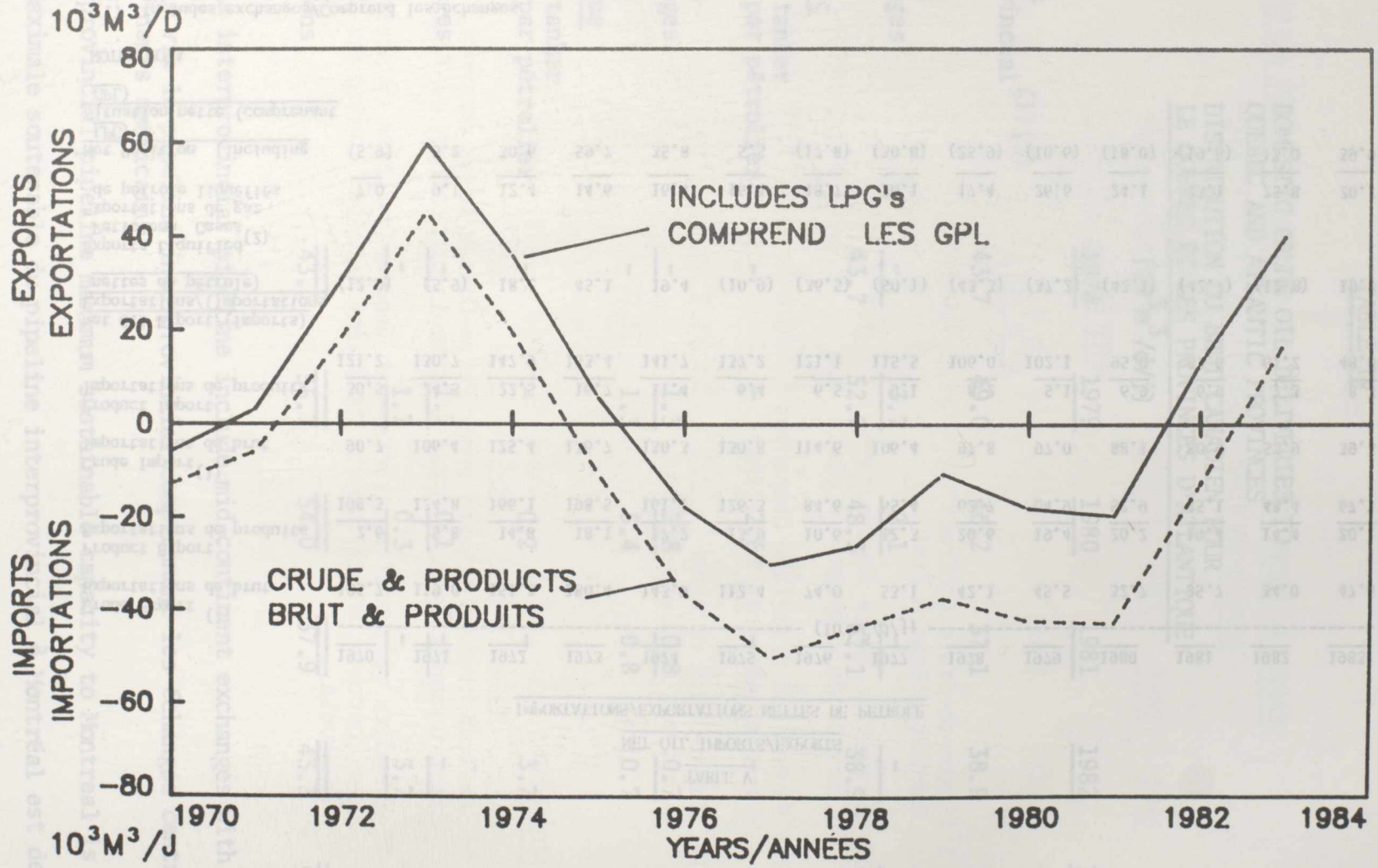
IMPORTATIONS/EXPORTATIONS NETTES DE PETROLE

| | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ($10^3 m^3/d/j$) | | | | | | | | | | | | | |
| Crude Export (1)<br>Exportations de brut | 105.7 | 119.0 | 151.3 | 180.4 | 143.9 | 112.4 | 74.0 | 53.1 | 42.1 | 45.5 | 32.7 | 25.7 | 34.0 | 47.6 |
| Product Export<br>Exportations de produits | 2.6 | 5.8 | 14.8 | 18.1 | 17.2 | 13.9 | 10.6 | 12.3 | 20.6 | 19.4 | 20.2 | 19.4 | 14.4 | 20.1 |
| | 108.3 | 124.8 | 166.1 | 198.5 | 161.1 | 126.3 | 84.6 | 65.4 | 62.7 | 64.9 | 52.9 | 45.1 | 48.4 | 67.7 |
| Crude Import (1)<br>Importations de brut | 90.7 | 106.4 | 125.4 | 136.7 | 130.3 | 130.8 | 114.6 | 106.4 | 97.8 | 97.0 | 88.1 | 80.9 | 53.9 | 39.3 |
| Product Import<br>Importations de produits | 30.5 | 24.3 | 22.5 | 16.7 | 11.4 | 6.4 | 6.5 | 9.1 | 8.2 | 5.1 | 6.9 | 6.9 | 7.3 | 8.7 |
| | 121.2 | 130.7 | 147.9 | 153.4 | 141.7 | 137.2 | 121.1 | 115.5 | 106.0 | 102.1 | 95.0 | 87.8 | 61.2 | 48.0 |
| Net Oil Export/(Imports)<br>Exportations/(Importations nettes de pétrole) | (12.9) | (5.9) | 18.2 | 45.1 | 19.4 | (10.9) | (36.5) | (50.1) | (43.3) | (37.2) | (42.1) | (42.7) | (12.8) | 19.7 |
| Exports Liquified Petroleum Gases (2)<br>Exportations de gaz de pétrole liquéfiés | 7.0 | 9.1 | 12.4 | 14.6 | 16.4 | 16.4 | 18.7 | 20.1 | 17.4 | 26.6 | 24.1 | 23.1 | 25.8 | 20.2 |
| Net Position (including LPG)<br>Situation nette (comprenant GPL) | (5.9) | 3.2 | 30.6 | 59.7 | 35.8 | 5.5 | (17.8) | (30.0) | (25.9) | (10.6) | (18.0) | (19.6) | 13.0 | 39.9 |

NOTES/NOTA

(1) Includes exchanges/Comprend les échanges
(2) Ethane, Propane and/et Butane

# NET OIL IMPORTS/EXPORTS
# IMPORTATIONS/EXPORTATIONS NETTES DE PÉTROLE



APPENDICE «ENR-4C»

# LA COMPARAISON INTERNATIONALE DES RÉGIMES FISCAUX

**Énergie, Mines et Ressources**
**le 17 avril 1983**

Question

Des membres du Comité désirent savoir comment les régimes de taxation des ressources pétrolières et gazières du Canada se comparent à ceux des autres pays.

Comparaison des régimes fiscaux

Les régimes fiscaux, ainsi que les fardeaux qu'ils imposent à l'industrie pétrolière, peuvent se comparer suivant différents critères, dont voici les principaux:

a) Nombre d'années pour recouvrer l'investissement initial;

b) Taux de rendement interne de l'investissement initial, après impôt;

c) Ratio du revenu net après impôt à l'investissement, en valeur actuelle; et

d) Impôt en pourcentage des ressources générées (ou "rente"), en valeur actuelle.

Si tous les autres facteurs étaient identiques dans les différents régimes fiscaux, un investisseur opterait normalement pour le régime capable de:

a) Minimiser le nombre d'années nécessaires pour recouvrer l'investissement;

b) Maximiser son taux de rendement interne;

c) Maximiser son ratio du revenu à l'investissement; ou

d) Minimiser son ratio de l'impôt aux ressources générées.

Outre ces considérations purement fiscales, cependant, un investisseur qui examine différentes possibilités d'investissement devrait également tenir compte de facteurs plus subjectifs, comme:

a) La géologie relative, c'est-à-dire les chances de découvrir des hydrocarbures et, une fois qu'ils sont découverts, l'étendue des réserves.

b) La stabilité du régime fiscal. Celui-ci va-t-il s'améliorer ou se détériorer pendant la durée d'amortissement de l'investissement?

c) Le risque. Si tous les puits s'avèrent improductifs, qu'est-ce que l'investissement aura coûté en termes nets? L'investisseur peut-il compter sur des subventions ou des allégements fiscaux pour amortir le coût des forages infructueux?

d) Les éléments des régimes de réglementation et leurs exigences, comme l'obligation de conserver un certain pourcentage de contenu national, la participation de l'État, etc. (À noter que la disposition de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada qui réserve à la Couronne une part de 25 % n'influe directement ni sur le taux de rendement de l'investisseur ni sur la période de recouvrement de son investissement.)

Résultats

Les documents énumérés dans la bibliographie ci-jointe analysent certaines de ces questions de différents points de vue et à des époques différentes. Comme l'indique le tableau 1, il en ressort généralement que le régime offshore en vigueur au Canada est assez compétitif avec celui des autres pays, surtout si l'on tient compte des différences de potentiel géologique.

## TABLEAU 1

## COMPARAISON DES RÉGIMES FISCAUX DE DIFFÉRENTS PAYS

| | CANADA | NORVÈGE | R.-U. |
|---|---|---|---|
| **Canadian Energy Research Institute** | | | |
| Ratio du revenu à l'investissement | 1,39 | S/O | 1,23 |
| **Petro-Canada** | | | |
| Taux de rendement interne (%): Bell | 26-30 | 18,3 | 24,4 |
| Taux de rendement interne (%): McNicholas | 27-31 | 20,0 | 21,9 |
| **Kemp, Cohen, Rose** | | | |
| Taux de rendement interne (%) | 33,6 | 24,6 | 32,2 |
| Ratio de l'impôt aux ressources générées (%) | 65,5 | 86,7 | 86,7 |

## BIBLIOGRAPHIE

1) CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE. Comparison of Oil and Gas Investment Returns in Canada, United States and United Kingdom, résumé établi pour la direction, mai 1983. Le Canadian Energy Research Institute, à Calgary, a effectué une étude pour le compte du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Cette étude en trois volumes compare les rendements des investissements dans l'exploration pétrolière et gazière, dans des pays choisis.

2) MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES, Direction des relations internationales (Énergie). A Summary of Comparative Pricing and Fiscal Arrangements for Oil and Gas, 1983.

3) BELL, Joel, et Robert MENELEY, Petro-Canada. Statement by Petro Canada to the Standing Senate Committee on Banking, Trade and Commerce, 3 décembre 1981.

4) McNICHOLAS, John, Petro-Canada. Analysis of the fiscal regime affecting the development of petroleum resources on Canada Lands relative to other jurisdictions, rapport joint à une lettre en date du 25 mars 1981 adressée à M. Ian Watson, Député.

5) KEMP, Alexander, et al. Inefficient collectors of Economic Rents, article paru dans le Financial Times Energy Economist, mars 1982.

APPENDICE «ENR-4D»

# LE PROGRAMME D'ENCOURAGEMENT DU SECTEUR PÉTROLIER

# ET

# LA PROVENANCE DES INSTALLATIONS ET DES NAVIRES DE FORAGE

**Énergie, Mines et Ressources**
**le 17 avril 1984**

## Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier et la provenance des installations et navires de forage

### Question

Des membres du Comité ont demandé des précisions au sujet de l'influence du Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) sur l'origine des installations et navires de forage en mer. Ils s'interrogent notamment sur la façon dont ce programme peut influer sur la décision de louer ou d'acheter et sur le choix de bâtiments de fabrication canadienne ou étrangère.

### Réponse

Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) n'accorde des subventions que pour la location des installations de forage en mer et des bateaux de ravitaillement. Il ne couvre pas les achats d'équipement. Le but du PESP est d'aider des entreprises à payer les coûts des services rendus, et non les coûts d'achat d'équipement. À cet égard, la provenance de l'équipement est traitée de la même façon par le PESP que par les dispositions de la Loi de l'impôt sur le revenu relatives aux allocations d'épuisement. Contrairement aux allocations de coût en capital, ni les allocations d'épuisement ni le PESP ne servent à financer des achats de matériel.

Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier ne fait pas de distinction entre le matériel d'origine canadienne et celui d'origine étrangère. Le pays d'origine n'a aucune influence que ce soit sur le paiement des subventions pour l'utilisation du matériel. Néanmoins, les subventions ont augmenté la demande de matériel de forage en mer, ce qui s'est reflété dans les carnets de commandes des constructeurs canadiens. Même s'il existe, dans le monde entier, un surplus de matériel offshore qui a considérablement freiné la construction de nouveaux bâtiments, la flotte de la côte est canadienne s'est enrichie depuis 1981 d'un semi-submersible canadien très moderne et d'une demi-douzaine de bateaux de ravitaillement construits au Canada. Les chantiers navals canadiens s'occupent également de la réfection et de l'entretien des bateaux de ravitaillement d'origine canadienne et étrangère.

Signalons que, même si le PESP ne fait aucun cas de l'origine des installations de forage et des bateaux de ravitaillement, le gouvernement fédéral a en place d'autres mécanismes qui visent à aider l'industrie canadienne de la construction navale. Ainsi, une allocation spéciale (déduction accélérée du coût en capital) est prévue pour les bateaux de construction canadienne. De plus, le Programme d'aide à l'industrie de la construction navale offre une subvention égale à 9 % du coût des navires construits au Canada.

On trouvera ci-jointe une liste des principaux bâtiments actuellement utilisés dans le recherche du pétrole et du gaz naturel au large de la côte est du Canada.

## PRINCIPALES PIÈCES D'ÉQUIPEMENT OFFSHORE - UNITÉS DE FORAGE

| UNITÉ DE FORAGE EN MER | ORIGINE |
|---|---|
| 1. Zapata Scotian | Étrangère |
| 2. Sedco 709 | Canadienne |
| 3. Vinland | Étrangère |
| 4. Bow Drill I | Étrangère |
| 5. Bow Drill II* | Étrangère |
| 6. Bow Drill III* | Canadienne |
| 7. Glomar Labrador I | Étrangère |
| 8. Sedco 706 | Étrangère |
| 9. West Venture | Étrangère |
| 10. John Shaw | Étrangère |
| 11. Sedco 710* | Étrangère |
| 12. Rowan Gorilla | Étrangère |
| 30 bateaux de ravitaillement | 6 canadiens<br>24 étrangers |

Nota: Les unités de forage construites depuis 1980 sont marquées d'un astérisque.

Book Tariff
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

If undelivered, return COVER ONLY to:
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

En cas de non-livraison, RETOURNER SEULEMENT À :
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

Second Session of the
Thirty-third Parliament, 1983-1984

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

Deuxième session de la
trente-troisième législature, 1983-1984

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

WITNESSES—TÉMOINS

From the Department of Energy, Mines and Resources:

Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister;

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

Du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:

M. Paul M. Tellier, sous-ministre;

M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Tuesday, May 8, 1984

Le mardi 8 mai 1984

Issue No. 5

Fascicule n° 5

Fourth Proceedings on:

Quatrième fascicule concernant:

The National Energy Program

Le Programme énergétique national

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the Department of Energy, Mines and Resources:*

Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister;

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

*Du Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*

M. Paul M. Tellier, sous-ministre;

M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

Tuesday, May 8, 1984

**Issue No. 5**

**Fourth Proceedings on:**

The National Energy Program

WITNESSES:

(See back cover)

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mardi 8 mai 1984

**Fascicule nº 5**

**Quatrième fascicule concernant:**

Le Programme énergétique national

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

36764–1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 8, 1984
(8)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:23 p.m., with the Honourable James Balfour, presiding in the absence of the Chairman.

*Present:* The Honourable Senators Balfour, Bell, Charbonneau, Guay, Kelly and Roblin. (6)

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief and Philip DeMont, Research Assistant—ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

*Witnesses:*

*From Dow Chemical Canada Inc.:*

Dr. J. M. Hay, Chairman of the Board;

Mr. John E. Gates, P.Eng., Manager, Commercial Administration;

Mr. Dennis G. Barnes, Business Manager, Hydrocarbon & Energy Department.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840508-01 On motion of the Honourable Senator Charbonneau, it was agreed,—That the brief submitted to the Committee by Dow Chemical Canada Inc. be appended to this day's proceedings (*See Appendix "ENR-5-A"*).

The witnesses made a statement and answered questions.

At 6:01 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 8 MAI 1984
(8)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 23 sous la présidence de l'honorable James Balfour, en l'absence du président.

*Présents:* Les honorables sénateurs Balfour, Bell, Charbonneau, Guay, Kelly et Roblin. (6)

*Également présents: De la Bibliothèque du Parlement, service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef, et M. Philip DeMont, attaché de recherche—ÉGALEMENT présent: M. Anthony Kaay, secrétaire administratif du Comité.

*Témoins:*

*De la Dow Chemical Canada Inc.:*

M. J. M. Hay, président;

M. John E. Gates, Ing.P., gestionnaire, Administration commerciale;

M. Dennis G. Barnes, gestionnaire des affaires, Département de l'hydrocarbure et de l'énergie.

Le Comité reprend l'étude de sa revision de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses effets sur la mise en valeur de l'énergie au Canada, ainsi qu'il y a été autorisé par le Sénat le 23 février 1984.

RC840508-01 Sur la motion de l'honorable sénateur Charbonneau, il est décidé,—Que le mémoire présenté au Comité par la Dow Chemical Canada Inc. figure en annexe aux délibérations de ce jour (*Voir Appendice «ENR-5-A»*).

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

A 18 h 01, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*
Timothy Ross Wilson
*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, May 8, 1984

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4.00 p.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator R. James Balfour** (*Acting Chairman*) in the chair.

**The Chairman:** Honourable senators, I would appreciate a motion to append the brief of Dow Chemical Canada Inc. to today's proceedings.

**Senator Charbonneau:** I so move, Mr. Chairman.

(*For text of brief see p. 5A:1.*)

**The Acting Chairman:** I welcome as witnesses today Mr. J. M. Hay, Chairman, Dow Chemical Canada Inc. With him is Mr. John E. Gates, Manager, Commercial Administration, and Mr. Dennis G. Barnes, Business Manager, Hydrocarbon and Energy Department. I believe you have an opening statement, Mr. Hay.

**Mr. J. M. Hay, Chairman, Dow Chemical Canada Inc.:** Mr. Chairman, honourable senators, we compliment this committee for conducting such a thorough review of the National Energy Program. It is most timely. We welcome the opportunity to appear before you to express our views and to discuss the impact of the NEP on our industry and on its future.

The chairman has already introduced Mr. Gates and Mr. Barnes, who will assist me in the presentation of this brief. They are also available to answer any questions which relate to their specific area of expertise.

The National Energy Program and the Canadian energy policy in general has been considered from the viewpoint of the energy industry in terms of production, reserves, return on investment, and so on. It has been considered from the viewpoint of governments in terms of revenue shares, consumer prices, federal/provincial relationships, and so on. On hardly any occasion has there been significant discussion on the impact of energy on Canada's industrial strength.

I believe this is because the impact of energy on industry is so broad and so complex that it is difficult to assess quantitatively. But, in my view, energy policies have such a profound influence on Canada's industrial strength that one can almost gauge our economic health by determining if our energy resources are competitively priced.

There is one industry where the influence of energy competitiveness is especially dramatic—an industry which gives Canada a unique opportunity to translate energy competitiveness into industrial strength and growth, increased government revenues, and jobs. It is the petrochemical industry.

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 8 mai 1984

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 heures pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur R. James Balfour** (*président suppléant*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, j'aimerais qu'un d'entre vous propose que le mémoire présenté par Dow Chemical Canada Inc. soit annexé aux procès-verbaux et témoignages de ce jour.

**Le sénateur Charbonneau:** Je le propose, monsieur le président.

(*Voir le mémoire à la p. 5A:1.*)

**Le président suppléant:** Nous accueillons aujourd'hui M. J.M. Hay, président, Dow Chemical Canada Inc. Il est accompagné de M. John E. Gates, directeur, de l'administration commerciale et de M. Dennis G. Barnes, directeur commercial du service de l'énergie et des hydrocarbures. M. Hay aimerait faire une déclaration préliminaire.

**M. J. M. Hay, président, Dow Chemical Canada Inc.:** Monsieur le président, honorables sénateurs, nous désirons féliciter le Comité d'avoir entrepris cette étude approfondie et opportune du Programme énergétique national (PEN). Nous sommes heureux de comparaître devant vous pour vous faire connaître notre opinion et discuter des répercussions du PEN sur notre industrie et l'avenir de cette dernière.

Le président a déjà présenté MM. Gates et Barnes, qui m'aideront à vous expliquer notre mémoire. Ils seront heureux de répondre aux questions qui touchent leurs domaines respectifs de compétence.

Le Programme énergétique national et la politique énergétique canadienne dans son ensemble ont été évalués par l'industrie en fonction de la production, des réserves, du rendement des investissements et d'autres facteurs du genre. De leur côté, les gouvernements les ont évalués en fonction de leurs parts des recettes, des prix pour les consommateurs, des relations fédérales-provinciales et d'autres facteurs semblables. Il n'y a pratiquement jamais eu de véritable discussion sur les effets qu'a l'énergie sur la capacité industrielle du Canada.

Je crois que cette lacune tient au fait que l'ampleur et la complexité des effets de l'énergie sur l'industrie sont telles qu'il est difficile de les évaluer quantitativement. Cependant, à mon avis, les politiques énergétiques ont une influence tellement grande sur la capacité industrielle du Canada qu'on peut pratiquement mesurer notre niveau de santé économique en fonction du caractère concurrentiel du prix de nos ressources énergétiques.

Il existe une industrie où l'influence de la compétitivité énergétique est particulièrement frappante, une industrie qu'offre au Canada l'occasion unique de traduire cette compétitivité en une capacité et une croissance industrielles ainsi qu'en une

[*Text*]

First, I should like to outline for you the main characteristics of our industry and Dow's role in the development of the gas-based petro chemical industry in Alberta. The chemical industry is Canada's fifth-largest industry in factory shipments and second largest in value added. It is essentially a high technology, world-market-oriented manufacturing industry, with a major relationship to resource development policy, especially energy. Thus, the chemical industry presents an opportunity to examine the interaction of resource and industrial policy. The petrochemical sector is the largest component of the chemical industry.

Dow Canada is the largest chemical company in Canada. Its investment in gross plant at cost is about $1.3 billion. That investment relates in a large part to basic chemicals and plastics, primarily those made from ethylene.

Dow was the principal chemical industry player in establishing in the late 1970s the ethylene-based petrochemical industry in Alberta, through investment, through long-term take-or-pay contracts and financial guarantees. This industry is based on ethane extracted from natural gas by a number of companies and converted to ethylene at the Alberta Gas Ethylene Plant at Red Deer. That ethylene serves Dow facilities at Fort Saskatchewan, Alberta and Sarnia, Ontario.

At the same time other companies have developed plants making ammonia and methanol directly from natural gas. A second ethylene plant at Red Deer will be completed late this year. A number of companies besides Dow will be involved in processing its output.

The purpose behind all this activity is to capitalize on Canada's huge excess of natural gas. By the end of this year, the petrochemical industry will represent 20 per cent of the domestic gas demand. Our latest estimate, and this is somewhat different from that in the brief we presented to you previously, is 23.5 per cent. It has been the fastest-growing market segment for gas, a segment that has little seasonality and requires no inventory, no storage, and has no huge delivery system involved.

To understand this opportunity we must be aware of what is happening in petrochemicals in the rest of the world. The first point is that the growth rate in demand for these basic chemicals and plastics is not really large, it is two to four per cent per year, but the second and important point is that production centres are shifting from the long-term centres of production on the U.S. Gulf Coast, in Europe and Japan, towards the hydrocarbon-rich countries such as Saudi Arabia, Mexico, Indonesia and Canada-under appropriate policies we will have that in Canada. Of these, only Canada has a fully developed structure. The question really is: Is Canada going to seize this

[*Traduction*]

augmentation des recettes gouvernementales et des emplois. Il s'agit de l'industrie pétrochimique.

J'aimerais tout d'abord vous parler des principales caractéristiques de notre industrie et du rôle que joue Dow dans l'expansion de l'industrie pétrochimique basée sur la gaz naturel en Alberta. L'industrie chimique se situe au cinquième rang du secteur industriel pour ce qui est des expéditions d'origine et au deuxième rang, pour ce qui est de la valeur ajoutée. Il s'agit fondamentalement d'une industrie manufacturière à haute technicité orientée vers le marché international, qui est directement touchée par les politiques suivies en matière de développement des ressources, et particulièrement celles qui visent l'énergie. Ainsi, l'industrie chimique nous offre l'occasion d'étudier les rapports entre les politiques industrielles et celles qui touchent les ressources. Le secteur pétrochimique est l'élément le plus important de toute l'industrie chimique.

Dow Canada, la plus grande société chimique au Canada, a investi 1,3 milliard de dollars dans ce secteur. Cet investissement vise principalement à fabriquer des produits chimiques de base et des matières plastiques surtout des dérivés de l'éthylène.

Dow a été la principale société pétrochimique à participer, à la fin des années 1970, à la création de l'industrie pétrochimique basée sur l'éthylène en Alberta, au moyen de contrats d'achat ferme et de garanties financières. Cette industrie dépend de l'éthane qui est extrait du gaz naturel par plusieurs sociétés et qui est transformé en éthylène à l'usine de l'Alberta Gas Ethylene à Red Deer. L'éthylène qui y est produit alimente les usines de Dow à Fort Saskatchewan, en Alberta, et à Sarnia, en Ontario.

En même temps, d'autres sociétés ont ouvert des usines de traitement du gaz naturel qui fabriquent de l'ammoniaque et du méthanol à partir du gaz naturel. Une deuxième usine d'éthylène à Red Deer sera achevée à la fin de cette année, et un certain nombre de sociétés, outre Dow, participeront au traitement de sa production.

Toute cette activité a pour but de tirer profit des énormes réserves du Canada en gaz naturel. D'ici à la fin de 1984, l'industrie pétrochimique comptera pour 20 p. 100 de la demande intérieure de gaz. Selon nos dernières prévisions, dont le résultat est un peu différent de celui du mémoire que nous vous avons présenté, ce montant passera à 23,5 p. 100. Cette industrie représente le secteur dont la croissance est la plus rapide. Comme c'est un secteur non saisonnier, la demande y est relativement stable, et il requiert relativement peu de stocks et d'espace de stockage et pas de vaste système de livraison.

Pour bien comprendre la chance unique qu'on offre au Canada, il faut être conscient de ce qui se passe dans le secteur pétrochimique dans le reste du monde. Tout d'abord, le taux de croissance de la demande pour ces produits chimique et ces matières plastiques de base n'est pas très fort. La croissance n'est que de 2 à 4 p. 100 par année. Cependant, et c'est ce qui importe, le plus, la production s'est déplacée des centres de production à long terme de la zone pétrolière du Golfe du Mexique, de l'Europe et du Japon; ce sont des pays riches en hydrocarbure qui ont repris à leur compte ces capacités de production, surtout l'Arabie saoudite, le Mexique, l'Indonésie; et

[*Text*]

opportunity to be a major petrochemical centre for world supply or not? The answer to the question lies in the will of our governments and industry to make that so. We must demonstrate that we can provide the incentive not only for resource development but also for industrial development.

Dow Canada is in an excellent position to discuss the impact of the NEP on the gas-based petrochemical industry. Our new world-scale plants in Alberta and Sarnia started up in the late 1970s, so we have experience of operating just before and after the NEP came into force. We can also give a first-hand account of the effects of the NEP before the recession, during the recession and during the recovery.

Prior to the NEP, the cost was competitive. The NEP set in motion the trend to non-competitive gas prices. But then the recession caused a world-wide slump in the petrochemical business. Demand and prices for our products fell, and while the ethane feedstock prices paid by our foreign competitors plummeted, ours were relentessly going up in accordance with the NEP. We were badly out of sync with the rest of the petrochemical world. That taught us a hard lesson about the need to develop a more flexible and marketplace-responsive interface between our resource industries and our manufacturing industries. In reality there has been no buyer-seller relationship in Canada for a long time, long before the NEP. Neither has there been any differentiation among the various gas markets. The NEP had the effect of further rigidifying this environment, thus inhibiting Canada from developing its opportunities.

Ths inflexibility of the NEP also lead to the cancellation of approximately $2.5 to $3 billion of new petrochemical investment in western Canada over the past three years. Dow Canada's involvement in that particular expansion was minimal since we were already the largest ethylene consumer in Canada. Having made a major commitment to basic chemicals and plastics, we are now looking to growth in other areas such as specialty chemicals and pharmaceuticals.

Investment decisions affecting developments in the late 1980s will be under study right now because of the 3- to 5-year lead time required. If we have a realistic set of policies that free the dynamics of the marketplace, Canada will become a major factor worldwide in this industry. That will spur major growth in production facilities, not only in the chemical industry but in upstream and downstream industries.

Fundamental to this is the point at which resource taxes are collected. In pursuing a policy of pure resource development

[*Traduction*]

le Canada, s'il adoptait des politiques judicieuses, pourrait aussi faire partie de ce groupe. En effet, il est le seul de ces pays à posséder une structure industrielle établie. Poutant une question demeure: le Canada profitera-t-il de cette occasion pour devenir l'un des principaux centres pétrochimiques du monde? Seuls les gouvernement et l'industrie peuvent y répondre. Nous devons prouver que nous pouvons assurer l'encouragement nécessaire au développement des ressources et à celui des industries.

Dow Canada est dans une position rêvée pour discuter de l'impact du PEN sur l'industrie pétrochimique basée sur le gaz. En effet, nos nouvelles usines d'Alberta et de Sarnia ont commencé leur production à la fin des années 1970; elles ont donc fonctionné avant, pendant et après le PEN. Nous pouvons également vous donner un rapport de première main sur les incidences du PEN avant et pendant la récession ainsi que pendant la reprise.

Avant la création du PEN, le prix de base était concurrentiel. Le PEN a entraîné la fixation de prix non concurrentiels pour le gaz naturel. A ce monent-là, la récession a provoqué une crise internationale dans le secteur pétrochimique. La demande et le prix de nos produits ont baissé; au moment où les prix payés par nos concurrents étrangers pour les charges d'alimentations en éthane étaient très bas, nos prix continuaient eux de croître conformément au PEN. Nos activités n'étaient vraiment pas synchronisées avec celles du reste du monde pétrochimique. Cela nous a appris qu'il faut que nos industries d'exploitation des ressources et de fabrication soient plus souples et plus sensibles aux variations du marché. De fait, il n'y a pas eu de rapport acheteur-vendeur au Canada depuis lontemps, bien avant l'établissement du PEN. Il n'y a d'ailleurs pas eu de différenciation entre les divers marchés pour le gaz naturel. Le PEN a figé le secteur encore plus, empêchant ainsi le Canada de profiter des accasions qui lui étaient offertes.

Cette rigidité du PEN a également entraîné l'annulation de nouveaux investissements pétrochimiques dans l'ouest du Canada au cours des trois dernières années. Ces projets représentaient des investissements de 2,5 à 3 milliards de dollars. La participation de Dow Canada à ces projets était limitée puisque nous étions déjà le plus gros consommateur d'éthylène au Canada. Après avoir décidé de concentrer sur les produits chimiques de base et les matières plastiques, nous nous intéressons maintenant à des secteurs plus précis comme les produits chimiques spéciaux et les produits pharmaceutiques.

Les décisions en matière d'investissements qui influeront sur les développements de la fin des années 1980 seront étudiées dès maintenant parce qu'il faut prévoir un délai de mise en production de trois à cinq ans. Si nous avons une série de politiques réalistes qui libèrent la dynamique du marché, le Canada deviendra un élément international important dans cette industrie. Il en résultera une importante croissance du nombre d'installations de production, non seulement pour l'industrie chimique mais aussi pour les industries en aval et an amont.

La source où sont prélevés les taxes sur les ressources a une importance fondamentale. Puisqu'ils ont adopté une stratégie

[*Text*]

for export, governments have had to extract taxation revenue at the first point of sale of these resources. However, if we wish to develop our industries, we cannot over price our resources by taxing at the first point of sale. Many opportunities for taxation exist in the downstream industries, after value has been added.

We had conducted extensive studies on the effects of reducing front-end taxation and found that government revenues actually increased. We concluded that everyone benefited from the resulting economic stimulation—gas producers, gas-consuming industries, governments and the unemployed. It is a win-win situation. We have not identified any losers.

Dow Canada is not looking for a regulated natural gas price which favours Canadian industry beyond our comparative advantage. It is asking for the opportunity to sit down with the gas producers to negotiate a price structure that will benefit both our industries. If we are to weather the storms of a volatile world marketplace for our petrochemical products and realize our full potential, we must develop a more flexible and marketplace-responsive interface between the gas producers and the gas consumers.

I can think of no better way of describing the win-win situation which develops when gas is sold at a marketplace-responsive price than the computer modelling studies we have done. They show clearly and directionally the effects on various economic indicators of the increased economic activity which results from a flexible pricing system.

To describe this modelling study is Mr. John Gates, a chemical engineer and manager of our Commercial Administration Department. I might add that a great deal of additional work in this respect has been conducted by the Petrochemical Industry Task Force of the federal government.

**Mr. John E. Gates, Manager, Commercial Administration, Dow Chemical Canada Inc.:** I will be presenting an outline of our economic model study and its major results. Macro-economic models or stimulations of the economy are useful in predicting the effects of various stimuli on economic growth. This study was undertaken by Data Resources Canada, which company is one of the major consultants in that field. The models of the economy that Data Resources have developed are particularly suited for analysis of energy price versus volume relationships. Since Dow wished to understand in detail the economic stimulation predicted in the recent Petrochemical Industry Task Force report, we therefore engaged Data Resources, one of the two task force consultants.

I will say a word or two about the model in order to introduce it before I describe the results. The model consists of three major sectors. The first energy sector consists of hundreds of equations which describe the inter-relationships of energy supply, demand and prices. A second model then calculates the fiscal impact of the energy flows through application of the taxes, royalties, and subsidies in place, provincially and

[*Traduction*]

de développement des ressources en vue de l'exportation, les gouvernements perçoivent les taxes au premier point de vente. Toutefois, si nous désirons assurer l'expansion de nos industries, nous ne pouvons nous permettre d'accroître exagérément le prix des ressources en procédant de cette façon. Il est fort possible de lever des impôts en aval, une fois là valeur ajoutée.

Nous avons procédé à nombre d'études approfondies sur les incidences d'une réduction de l'imposition au premier point de vente, et avons découvert qu'une nouvelle politique en ce sens assurerait, de fait, une augmentation des recettes du gouvernement. Nous avons conclu que tout le monde tirerait profit de la stimulation économique ainsi amorcée, les producteurs de gaz naturel, les industries consommatrices, les gouvernements et les chômeurs. Nous n'avons rien à perdre. Nous n'avons identifié aucun pendant éventuel.

Dow Canada ne cherche pas à ce que le prix du gaz naturel soit fixé de façon à favoriser indûment l'industrie canadienne. Elle demande simplement la possibilité de négocier avec les producteurs de gaz naturel un barème de prix qui soit profitable à nos deux industries. C'est dans la mesure où nous établirons entre les producteurs et les consommateurs de gaz des relations plus souples et plus sensibles aux besoins du marché, que nous pourrons résister aux fluctuations des prix mondiaux pour nos produits chimiques.

À mon avis, les études de cas que nous avons effectués représentant le meilleur moyen de décrire la situation très positive qui se présente lorsque le gaz est vendu à un prix établi en fonction des variations du marché. Elles indiquent clairement l'incidence qu'ont divers facteurs économiques de l'activité économique accrue qui découle d'un système de prix souple.

M. John Gates, ingénieur chimique et directeur de notre service d'administration commerciale vous décrira ces études. J'aimerais ajouter que le Groupe de travail de l'industrie pétrochimique du gouvernement fédéral a d'ailleurs étudié la question en détail.

**M. John E. Gates, directeur, administration commerciale, Dow Chemical Canada Inc.:** J'aimerais vous donner un aperçu de notre étude de modèle économique et de nos principales conclusions. Les modèles macroéconomiques ou les hypothèses économiques nous aident à prédire l'incidence de divers stimulants sur la croissance économique. L'étude qui nous intéresse a été entreprise par Data Resources Canada, une des principales sociétés d'experts dans ce domaine. Les modèles mis au point par Data Resources conviennent particulièrement à l'étude des éléments prix/volume dans les questions énergétiques; puisque Dow désirait comprendre en détail la stimulation économique prévue dans la récent rapport du Groupe de travail de l'industrie pétrochimique, nous avons choisi Data Resources puisque cette société était l'un de ses deux groupes d'experts-conseils.

J'aimerais dire quelques mots sur le modèle avant de décrire les résultats obtenus. Ce modèle est composé de trois grands secteurs. Le premier, le secteur énergétique, est formé de centaines d'équations qui décrivent les nombreux rapports qui existent entre l'offre, la demande et les prix. Un deuxième modèle sert à calculer l'incidence fiscale des ressources énergétiques qui s'exerce par les impôts, les redevances et les subven-

[*Text*]

federally, to obtain government revenues and expenditures. These forecasts are then passed on to the macro or aggregate model of the economy where income and expenditure flows are determined and output estimates for gross national product, employment, trade balance, government surplus or deficit are obtained. This sort of forecasting technique is widely practiced by all major economic consultants such as Chase Econometrics, Data Resources Canada, the Conference Board of Canada, and others. The detail of the various models is not the same. However, the underlining principles are consistent.

The results of a model study are usually expressed as a difference measured between a reference case and a case of interest; in other words, the comparison between two economic scenarios or views of the future.

In this study the method used was identical to that employed by Data Resources Canada in assessing the impacts of the Petrochemical Industry Task Force feedstock recommendations. The base was the previously established and published forecast for the Canadian economy called, in their terminology, "Trendlong". This is a forecast of the economy they have issued extending to the year 2008.

ts

The study case measured the effect of the major feedstock pricing recommendation; that is to say, the price of industrial gas was reduced by 15 per cent. This reduction approximates the feedstock cost situation that existed when Canadian crude oil was at 85 per cent of the world price and natural gas at 65 per cent parity to crude. Under that pricing environment the model was given an externally created investment program representative of that plan when Canada had globally competitive gas. This investment in petrochemicals was $2.5 billion in 1982 dollars. The study covers the years 1983 to 2000.

I shall now turn to the impacts or results of the study. The first impact result is that of investment. This graph demonstrates a projected pattern of investment by year in current dollars above the base case level of investment represented by the zero line, or on this graph, by the line referenced "Petrochemical Industry Task Force Proposals."

This additional investment above the base investment projected for the economy occurs mainly through the year 1989 at which time the petrochemical plants would come onstream.

The model generates an import and export pattern shown on this slide. Initially, imports rise and for about three years exceed the dollar amount of exports as machinery and equipment needed for the capital investment program are imported. The model uses an industry-wide import factor which is possibly too high for the petrochemical industry. In fact, it uses 75 per cent of imports. This represents a leakage of domestic activity to an export account which might actually tend to understate the favourable economic effects within the domestic economy. I have used this as an example to point out that here

[*Traduction*]

tions accordées par les gouvernements fédéral ou provinciaux, pour arriver aux recettes et débours du gouvernement. Ces prévisions sont alors appliquées au modèle macroéconomique ou global où sont calculés les recettes et les débours, et où sont établies les prévisions relatives au produit national brut, à l'emploi, à l'équilibre commercial, aux excédents ou aux déficits du gouvernement. Cette technique de prévision est employée sans exception par les grands experts-conseils économiques que sont Chase Econometrics, Data Resources Canada, le Conference Board of Canada et bien d'autres. Les divers modèles ne sont pas en tous points pareils mais les principes de base sont sont semblables.

Les résultats d'une étude de cas sont généralement exprimés comme étant la différence entre un cas de base et un cas hypothétique; en d'autres mots, la comparaison entre deux scénarios ou perceptions économiques de l'avenir.

Dans cette étude, la méthode utilisée était identique à celle qu'à employée Data Resources Canada lors de l'évaluation des impacts des recommandations du Groupe de travail de l'industrie pétrochimique sur les charges d'alimentation. Les données de base utilisés dans cette étude sont les prévisions déjà établies et publiées pour l'économie canadienne que ces experts appellent «Trendlong». Il s'agit d'une prévision jusqu'à l'an 2008.

L'étude évaluait l'incidence de la principale recommandation sur la fixation des prix des charges d'alimentation, ainsi, le prix du gaz industriel a été réduit de 15 p. 100. Cette réduction équivaut au prix des charges d'alimentation en vigueur lorsque le prix du pétrole brut canadien représentait 85 p. 100 du prix mondial et que celui du gaz s'établissait à 65 p. 100 du prix paritaire. Dans ce contexte économique, on a supposé un programme d'investissement correspondant à ce plan à un moment où le Canada pouvait offrir son gaz à des prix concurrentiels. Cet investissement dans le secteur pétrochimique représentait 2,5 milliards de dollars, en dollars de 1982. L'étude porte sur une période allant de 1983 à l'an 2000.

J'aimerais maintenant passer aux résultats de l'étude. La première incidence vise les investissements. Le graphique représente un modèle d'investissement, selon l'année, en dollars actuels, supérieur au niveau d'investissement du cas de base qui est représenté par la ligne zéro ou, dans ce graphique, par la ligne de référence «Propositions du Groupe de travail de l'industrie pétrochimique».

Cet investissement supplémentaire aux données de base se maintient jusqu'en 1989, période où les usines pétrochimiques commenceraient à être exploitées.

Le modèle comprend des prévisions sur les importations et les exportations, comme vous pouvez le voir sur la diapositive. Au début, les importations grimpent et pendant environ trois ans, elles dépassent la valeur des exportations puisqu'on importe les appareils et l'équipement nécessaires au programme d'investissement. On utilise un facteur d'importation moyen pour l'industrie qui est peut être trop élevé pour le secteur pétrochimique. De fait, on y emploie un taux de 75 p. 100. Cela représente une perte d'activité économique au pays en raison de l'exportation. Par conséquent, on risque de sousestimer les retombées économiques favorables qui en résultent

[*Text*]

and wherever the consultants had a question as to the treatment, they have been consistently conservative.

When new petrochemical capacity comes onstream in 1988 to 1989, as you see on the graph, exports will surpass imports and continue to add increasingly to the favourable trade balance.

The next slide is, in fact, the trade balance, which again shows the import/export another way relative to the base case or zero line. We see an initial negative period and then a strong contribution over the balance of the study period.

The overall economic impact as measured by gross national end product is shown on the next slide.

The gas price stimulation induces incremental employment, income and spending that spreads throughout the economy, resulting in an additional $2 to $6 billion of gross national products per year. This activity level measured against the total economy is approximately 0.3 per cent, to put it into proper context.

The effect predicted on employment of this energy price initiative is between 25,000 and 30,000 jobs each year. As you might expect, during the initial period of construction and *inter-fuel conversion*, a peak occurs. Later the additional petrochemical and industrial output maintains a high level of job creation througout the economy. These jobs are seen to be secure versus global competition as they are founded in the natural advantages Canada has in energy resources.

The effect such an energy and feed stock price change would have on government finances, both provincial and federal, is plotted on this slide. The model projects that after the first year the recapture through royalties and taxes on the increased levels of gas volume and incremental income taxes on expanded economic activity exceed the expenditure line. The deficit is projected to worsen in the first year by $135 million and improve in each subsequent year by amounts ranging from $10 million to $650 million in the year 2000. The cumulative deficit reduction is projected at $3 billion by the year 2000.

I have another representation of that in tabular form on the next slide. The cumulative impacts which have been forecast by the Data Resources model are gross national product increase of over $60 billion, employment creation of 460,000 jobs over the period to the year 2000, a balance of payments improvement of $12 billion, and a reduction of the deficit of all levels of government by $3 billion.

That completes the overhead material that we wish to present today, but I believe Mr. Hay has something further to add.

**Mr. Hay:** I just have a few conclusions to highlight what we were trying to say in this presentation and in the brief we previously submitted to the committee.

Canada has a major opportunity to be a world supplier of petrochemicals because of its large gas reserves, but I have to

[*Traduction*]

pour le pays. Je me suis servi de cet exemple pour signaler que lorsque les experts-conseils ont eu des hésitations ou des doutes, ils ont toujours fait des prévisions plutôt modestes.

Lorsque ces nouveaux centres pétrochimiques commenceront leur production, en 1988 ou 1989, comme le montre le graphique, les exportations dépasseront les importations et continueront à améliorer l'équilibre commercial positif.

La diapositive suivante porte sur la balance commerciale, et nous indique encore une fois les importations et les exportations en fonction du cas de base ou de la ligne zéro. Nous voyons qu'au début il y a eu une période négative suivie d'une hausse graduelle pendant la période visée.

L'impact économique global en fonction du produit national brut paraît sur la diapositive suivante.

La stimulation que provoque le prix du gaz entraîne une augmentation du nombre d'emplois, des recettes et des dépenses, et toute l'économie s'en ressent. On enregistre ainsi, une augmentation annuelle de 2 à 6 milliards de dollars du produit national brut. Ce niveau d'activité représente environ 0,3 p. 100 de l'activité économique totale.

Cette initiative touchant le prix de cette énergie assurerait entre 25 000 et 30 000 emplois chaque année. Pendant la période de construction et de conversion de l'alimentation, le nombre d'emplois culminera. Plus tard, la production industrielle et pétrochimique accrue assurera le maintien d'un nombre élevé de nouveaux emplois dans tous les secteurs de l'économie. Ces emplois sont assurés en dépit de la concurrence qui existe sur le marché puisqu'ils sont fondés sur les avantages naturels du Canada en matière de ressources énergétiques.

La diapositive qui suit illustre les répercussions du changement de prix des charges d'alimentation et de l'énergie sur les finances des gouvernements, provincial et fédéral. Le modèle prévoit, qu'après la première année, la récupération économique que permettent les redevances et les impôts perçus sur un volume accru de gaz naturel ainsi que les taxes marginales imposées sur les revenus résultant d'activités économiques plus intenses, dépassera les dépenses. Le déficit devrait augmenter de 135 millions de dollars pendant la première année, puis diminuer graduellement de 10 millions pour atteindre 650 millions de dollars en l'an 2000. La réduction cumulative du déficit pourrait s'élever de 3 milliards de dollars d'ici l'an 2000.

Dans la suivante diapositive vous retrouvez les mêmes données sous forme de tableau. Les effets cumulatifs prévus dans le modèle de Data Ressources sont l'augmentation du produit national brut de plus de 60 milliards de dollars, la création de 460 000 emplois d'ici à l'an 2000, l'addition de 12 milliards de dollars à la balance des paiements ainsi qu'une réduction de 3 milliards de dollars du déficit de tous les paliers.

Voilà qui met fin à notre exposé sur les données économiques. Je crois cependant que M. Hay a quelque chose à ajouter.

**M. Hay:** Je vais passer à la conclusion pour rappeler ce que nous avons dit dans notre exposé et le mémoire que nous avons déjà remis au Comité.

En raison de ses importantes réserves de gaz naturel, le Canada se voit offrir aujourd'hui l'occasion de devenir un four-

[*Text*]

add that that opportunity does not exist forever for us to take; our opportunity is today.

The present system of regulating and taxing natural gas prohibits exploitation of this opportunity to upgrade our own natural resource. Canada should work toward a market-responsive gas marketing system for industrial gas users. We believe the present market price of gas in Canada is high, higher than it would be in a market system, and we should work towards reducing that gas price quickly in order to capitalize on this opportunity, and as we work towards a market-responsive system.

We thank you for giving us this opportunity to express our views and we look forward to your questions.

**The Acting Chairman:** The lead questionner is Senator Kelly.

**Senator Kelly:** First of all, Mr. Hay, I want to try to get some help from you in thinking through where the burden gets transferred to. Let us deal with the fact that the petrochemical industry represents 20 per cent of the current domestic demand.

I am declaring my interest here in that you realize my background for awhile was in the utility business. For the benefit of the members of the committee, I think it is important to recognize that in the current regime natural gas gets delivered to ultimate users through utility companies, and utility companies establish their pricing structure by balancing the price charged to domestic users, commercial users and industrial users of various kinds.

If a 15 per cent reduction were offered, to an area of use that involves 20 per cent of the overall demand, clearly the utilities, then, would rearrange their pricing structure, and in order to regain that 15 per cent loss we would have to find a way of recovering it from domestic customers, commercial customers and, presumably, other industrial customers. I am not saying that that is necessarily wrong, but do you agree with that?

**Mr. Hay:** I would like to respond to that because I think we need to make clear what we are saying. We really think that the price to all of the industry is higher than it would be if we had a freely operating marketplace. So it is not just the 20 per cent. All of the industry would be approximately 49 per cent of the total gas consumed in Canada in the domestic market.

Secondly, we think that the load distribution and what happens as a result of that is that the utilities in the gas industry in the study we have presented can in effect be viewed as being held harmless. What we did was remove 15 per cent of the government charges. We then found that the increased economic activity resulting from the lower price in the models gets that revenue back to the governments.

[*Traduction*]

nisseur mondial de produits pétrochimiques; je dois cependant préciser que cette occasion ne sera pas toujours offerte et que nous devons agir dès maintenant.

Le système actuel de réglementation et de taxation du gaz naturel empêche la valorisation de cette ressource naturelle par son exploitation. Le Canada devrait chercher à établir, pour les industries utilisatrices de gaz, un système de commercialisation du gaz qui soit sensible aux variations du marché. Nous sommes convaincus que le prix du gaz au Canada est élevé, plus élevé qu'il ne le serait dans un système de marché; nous devrions nous efforcer de réduire ce prix le plus rapidement possible afin de profiter pleinement de cette occasion, tout en cherchant à créer un système sensible aux variations du marché.

Nous tenons à vous remercier de nous avoir offert l'occasion de vous faire connaître notre position. Nous sommes maintenant disposés à répondre à vos questions.

**Le président suppléant:** Le sénateur Kelly posera la première.

**Le sénateur Kelly:** Tout d'abord, M. Hay, j'aimerais que vous m'aidiez à déterminer à qui on transferera le fardeau. Nous parlons du fait que l'industrie pétrochimique représente 20 p. 100 de la demande intérieure actuelle.

Pendant une certaine période, j'ai travaillé dans ce secteur. J'aimerais dire à mes collègues qu'il est important de reconnaître que dans le régime actuel du gaz naturel, le produit est livré au destinaire définitif par des sociétés d'utilité publique, et que ce sont elles qui établissent leur barème de prix en équilibrant les prix à faire payer aux particuliers, aux commerces et aux diverses industries.

Si une réduction de 15 p. 100 était offerte à des utilisateurs qui représentent 20 p. 100 de la demande globale, il est évident que les services publics modifieraient alors leur mode de fixation des prix et, qu'afin de récupérer cette perte de 15 p. 100, il faudrait trouver un moyen d'aller chercher cet argent chez nos divers consommateurs, particuliers ou entreprises, et peut-être même chez d'autres utilisateurs industriels. Je n'affirme pas que c'est mauvais, je désire simplement savoir si c'est bien le cas.

**M. Hay:** J'aimerais répondre à cette question parce que je crois qu'il nous faut bien faire comprendre ce que nous voulons dire. Nous croyons sincèrement que le prix pour toute l'industrie est plus élevé qu'il ne le serait en situation de marché libre. Il ne faut donc pas s'arrêter aux 20 p. 100. L'industrie interviendrait pour environ 49 p. 100 de tout le gaz consommé au Canada.

Si l'on prend ensuite la répartition de la charge, on se rend compte que les services publics dans l'industrie gazière, comme le fait ressortir l'étude que nous avons présentée, ne souffrent vraiment pas de la situation. Ce que nous avons fait, c'est éliminer 15 p. 100 des taxes gouvernementales. Nous nous sommes alors rendu compte que l'activité économique accrue attribuable à une réduction des prix dans les modèles utilisés rapportait les mêmes revenus au gouvernement.

[*Text*]

Now, I have over-simplified that a little because there is a provincial/federal discussion about how that would come about. What we did in the study was simply treat the federal case, but you can split that either way. What happens is that approximately half of the increased gas consumption in Canada would increase by 1985, we think, by approximately 14 per cent over what it is today, and by 25 percent by 1990. So we are saying that we need volume in Canada and would be selling more units. It is true that the amount of government revenue per unit would be smaller, but the total revenue would be larger.

Looked at from the utility point of view, we have not treated that case other than the utilities are held harmless, but actually they would get an increased flow and, in a sense, all users would benefit based on the formula of transportation, and so forth, by increasing the amount transported.

Our view is that there is an opportunity—a real opportunity—to increase the amount of gas used, to increase the amount of volume of both the energy industry and government revenue and still have reduced the amount of taxation that that gas carries.

**Senator Kelly:** First of all, I am totally in sympathy with any suggestion of reduced regulation, but nonetheless we do have it. You referred to the petroleum industry's position that this direction be approached somewhat more slowly than you are suggesting simply because of the complexities.

**Mr. Hay:** Yes.

**Senator Kelly:** Have you discussed your proposition with the utility companies across the country, and, if so, what has their reaction been?

**Mr. Hay:** I have not. We talked with both the Canadian Petroleum Association and IPAC about this whole affair, and are continuing to discuss this. One of our difficulties has been this point about market responsiveness. In our presentation we are thinking of the seller as being the seller in Alberta, let us say, and the buyer being the industrial buyer. There is a question about whether we have a common carrier or a utility between the two. We have not addressed that, but it could be either way to get to first base.

**Senator Kelly:** I think you would agree that in order to get to plant X you are likely talking about both—the transmission and the distribution company?

**Mr. Hay:** That's correct.

**Senator Kelly:** You are envisaging—you as a buyer—purchasing at the source?

**Mr. Hay:** Possibly, yes.

**Senator Kelly:** Then making some kind of transportation arrangement?

**Mr. Hay:** Yes, which would not have to penalize anybody else.

**Senator Kelly:** I really cannot agree with that. I am still trying to wrestle with how the utility company, given the nature of its regulations, deals with the return on its rate base, because it is still doing everything but buying the gas.

[*Traduction*]

J'ai un peu simplifié les choses, mais les gouvernements fédéral et provincial discutent actuellement de la façon dont on pourrait procéder. L'étude n'a porté que sur le gouvernement fédéral, mais il y a moyen de procéder autrement. Selon nous, la consommation de gaz devrait augmenter d'environ 14 p. 100 d'ici 1985 et de 25 p. 100 d'ici 1990. Ce qui importe, c'est la quantité de gaz vendue, et nous en vendrions plus. Il est vrai que les revenus unitaires du gouvernement diminueraient, mais ses recettes seraient plus élevées dans l'ensemble.

Quant aux services publics, ils s'en soitiraient indemnes, mais la demande augmenterait et, en un sens, tous les usagers en profiteraient étant donné qu'une plus grande quantité de gaz serait transportée.

A notre avis, il serait possible—réellement possible d'augmenter la quantité de gaz utilisée, le volume dont dispose l'industrie de l'énergie et les recettes gouvernementales tout en réduisant le montant de la taxe imposée sur le gaz.

**Le sénateur Kelly:** Je souscris à toute suggestion visant à alléger la réglementation, mais il reste qu'elle existe. Vous dites que l'industrie pétrolière croit qu'on ne peut pas se rapprocher aussi rapidement du but que vous le laissez entendre en raison tout simplement des facteurs complexes en cause.

**M. Hay:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Avez-vous discuté de votre proposition avec les sociétés d'utilité publique du pays et, dans l'affirmative, comment ont-elles réagi?

**M. Hay:** Non. Nous avons rencontré la Canadian Petroleum Association et l'Association pétrolière indépendante du Canada (APIC) et continuons de discuter avec elles de la question. Un des problèmes, jusqu'à maintenant, a été la sensibilité aux variations du marché. Nous avons imaginé que le vendeur se trouvait, disons, en Alberta et que l'acheteur était une industrie. Il s'agit de savoir s'il devrait y avoir entre les deux un transporteur commun ou un service public. Nous n'avons pas abordé la question, mais ce serait les deux moyens de s'approvisionner à la source.

**Le sénateur Kelly:** Vous conviendrez avec moi qu'il faut qu'une société de transmission et de distribution assure les liens avec l'usine X?

**M. Hay:** C'est exact.

**Le sénateur Kelly:** Vous imaginez-vous, en tant qu'acheteur, vous approvisionner à la source?

**M. Hay:** Oui, peut-être.

**Le sénateur Kelly:** Pour ensuite conclure un accord quelconque de transport?

**M. Hay:** Oui, de sorte que personne d'autre ne serait pénalisé.

**Le sénateur Kelly:** Je ne peux pas être d'accord avec vous. Je continue à me demander comment une société d'utilité publique, étant donné la façon dont elle est réglementée, réaliserait

[*Text*]

**Mr. Hay:** Let me say that they would price it to accomplish that end. Let me also say that I do not think the utility company argument or the common carrier argument is very simple; it is very complex. There are really two parts to it, but there is an immediate one, which has let us reduce the taxation and allow the actual price of gas to approach what we think is the market price where the energy industry and everybody interfaces. We think that is a taxation load that we can recapture later.

The second one is the utility one, and I do not think we are addressing both with the same strength. We would like to see an opportunity whereby the utility company could deliver that at a rate base that would support it.

**Senator Kelly:** I mentioned the burden earlier. In the early years, somebody is losing.

**Mr. Hay:** Only in year one, according to us, but whoever gives up that taxation we think recovers it with volume.

**Senator Kelly:** You are confident that the demand is there and that the reason it is not growing is the price you have to charge, or are you finding competition you cannot meet because of the Canadian situation?

**Mr. Hay:** We are talking about whether we are going to recognize an opportunity, and there are as many answers to that as there are individual companies. We think that the price is higher than it would be in Canada based on the Canadian circumstance because of the tax load—and I do not want to be misunderstood here—not because of the net back to the industry, but there is a tremendous difference between us, and this does not recognize the market reality. In that circumstance, and priced accordingly, that would be very competitive gas. We have done a great deal of studies on that. Perhaps Mr. Barnes would like to comment on this. We have conducted many studies regarding our competitiveness vis-à-vis Saudi Arabia, Mexico, the United States Gulf Coast,and, yes, we have transportation difficulties getting to markets. Today, we must take tariffs into account. Our commercial assessment is that the price of gas will reflect the Alberta position or the Sarnia position and, as such, we will be competitive because we have lots of gas. I do not know if I answered your question specifically.

Perhaps Mr. Barnes would like to comment on the question of our competitiveness.

**Mr. Dennis G. Barnes, Business Manager, Hydrocarbon and Energy Department, Dow Chemical Canada Inc.:** I have brought some transparencies along to illustrate this. We do not think the utility position will change. As an example, at an Ontario hearing, CIL proposed to buy gas in the field and sell it to the distributing utility to go through the system. That would involve the mark-ups that would normally go through TransCanada, Alberta, or even here.

We think the system would work for the utilities in the same way that the transportation cost is a mark-up. A certain per-

[*Traduction*]

des profits sur sa base de taux parce qu'elle fait tout sauf acheter du gaz.

**M. Hay:** Elle fixerait ses prix de façon à y arriver. Je dois avouer que l'argument en faveur d'une société d'utilité publique ou d'un transporteur commun est très complexe. Premièrement, nous voudrions que vous nous permettiez de réduire la taxe afin que le prix réel du gaz se rapproche davantage de ce que nous considérons être le prix du marché, c'est-à-dire celui dont l'industrie de l'énergie et les intéressés conviendraient. Nous croyons que les revenus de la taxe pourraient être récupérés par la suite.

Deuxièmement, il y a la question des services publics et je ne pense pas que les deux parties de l'argument aient le même poids. Nous aimerions que les sociétés d'utilité publique puissent livrer leurs produits à un taux qui soit rentable.

**Le sénateur Kelly:** J'ai parlé tout à l'heure du fardeau. Les premières années, il y aurait des perdants.

**M. Hay:** La première année seulement, mais d'après nous quiconque abandonnera cette taxe n'y perdra pas, à cause du volume.

**Le sénateur Kelly:** Croyez-vous que la demande existe et qu'elle ne s'accroît pas en raison des prix que vous devez exiger, ou que vous ne pouvez soutenir la concurrence à cause de la situation qui existe au Canada?

**M. Hay:** Il s'agit de savoir si nous saisirons l'occasion qui s'offre, et il y a autant de réponses à cette question qu'il y a d'entreprises. Nous croyons que le prix est plus élevé à cause de la taxe—et je ne voudrais pas qu'on se méprenne—et non pas à cause des ristournes de l'industrie. Il y a une différence énorme entre nous et elle ne tient pas aux réalités du marché. Étant donné ces circonstances, et si les prix étaient raisonnables, nous pourrions soutenir la concurrence. Nous avons fait un grand nombre d'études sur cette question. M. Barnes voudrait peut-être faire des observations additionnelles. Nous avons réalisé maintes études sur notre compétitivité face à l'Arabie saoudite, au Mexique, à la zone pétrolière du golfe du mexique et il en ressort effectivement que nous éprouvons des difficultés pour ce qui est de l'acheminement vers les marchés. Aujourd'hui, il nous faut tenir compte des tarifs. Selon notre évaluation commerciale, le prix du gaz reflètera la position de l'Alberta ou encore de Sarnia; ainsi, nous pourrons soutenir la concurrence parce que le gaz ne manque pas. Je ne sais pas si j'ai bien répondu à votre question.

Monsieur Barnes pourrait peut-être maintenant parler de notre compétitivité.

**M. Dennis G. Barnes, directeur commercial, service de l'énergie et des hydrocarbures, Dow Chemical Canada Inc.:** Je vous ai apporté des diapositives. Nous ne pensons pas que la position des services d'utilité publique changera. Par exemple, la CIL a proposé, lors d'une audience en Ontario, d'acheter du gaz sur le terrain et de le vendre aux sociétés de distribution qui l'achemineraient. Il faudrait compter les mêmes marges de profit que dans le cas de la TransCanada, de l'Alberta, etc.

Nous croyons que le système fonctionnerait pour les sociétés d'utilité publique, car les frais de transport sont déjà ajoutés. Un certain pourcentage de la base de taux des sociétés publi-

[*Text*]

centage of the rate base of the utilities would have to be borne as it is now. I do not think that is a problem.

**Senator Kelly:** So, in your opinion, there would be no upset or transfer of burden to domestic, commercial or industrial?

**Mr. Barnes:** If a company bought directly from the field, it would have to negotiate the transportation rate with the utility, which would give it the same rate of return for that customer as it now gets with gas purchased from TransCanada. It would take a different manipulation of the numbers. At the working level we have talked to the utilities, particularly Union Gas in Sarnia, and they do not seem disturbed at adjusting to this sort of system if it goes into place. The people who are generating the numbers and the rate of return do not seem to think there is a problem.

**Senator Roblin:** Could you help me to understand how the prices are set in your industry? I am thinking, for example, that in the case of oil it seems to be pretty well established by an interaction between OPEC and other people in the production area.

You talk about a market-competitive price for gas. Can you tell me how you arrive at that? I think, for example, we could compare the price at the Canadian gas wellhead before the taxes are imposed and what the producer gets from it. Perhaps that might be a basis on which we could start. I am interested in the whole question of pricing in order to get internationally competitive figures.

**Mr. Hay:** I have a slide of a breakdown which will show the percentages. That is an excellent question: What is it that we mean by "market-responsive?"

**Senator Roblin:** That is the question.

**Mr. Hay:** Our answer is to have enough room between what makes us competitive and what gives an adequate return to the petroleum or gas industry so that we can negotiate a price having in mind how good a customer we might be; how long we might want to take the service; how much of a guaranteed base load we are; and whether we want it in high or low peaks. We must consider all the different things an individual company would bring to the table if we could find an individual that would sell. That would be a market.

As you know, there is actually a market operating inside Alberta, but it is not accessible to us as ethane users because that is based on border price. It is not accessible to those outside Alberta. It operates on a supplier-customer relationship.

According to this system, we would be a customer. Let me also say that market-responsive does not mean that there should be no regulation; it means there should be appropriate regulation allowing us to talk to the supplier. Our position is that we are selling competitively in a world market. Even our domestic market has little protection although it does have some. There is a very competitive market around the world in petrochemicals. We would be out there taking business or not

[*Traduction*]

ques devrait être assumé de la façon doit il l'est, actuellement. Je ne pense pas que cela pose un problème.

**Le sénateur Kelly:** Ainsi, à votre avis, ce ne sont pas les Canadiens, les entreprises ou les industries qui auraient à assumer le fardeau?

**M. Barnes:** Si une entreprise achetait directement sur le terrain, il lui faudrait négocier le coût du transport avec la société publique qui la ferait profiter du taux de rendement dont elle bénéficie actuellement dans le cas du gaz acheté de la TransCanada. Il faudrait faire de nouveaux calculs. Nous avons déjà rencontré des sociétés d'utilité publique, notamment l'Union Gas de Sarnia, et elle ne croit pas avoir de difficulté à s'ajuster à ce genre de système si jamais il était adopté. Ceux qui déterminent les chiffres et le taux de rendement ne semblent pas voir de problème là-dedans.

**Le sénateur Roblin:** Pourriez-vous m'aider à comprendre comment les prix sont fixés dans votre industrie? Dans le cas du pétrole, par exemple, ils semblent l'être par l'OPEP et d'autres producteurs.

Vous parlez d'un prix pour le gaz qui permettrait de soutenir la concurrence. Comment le fixer? Nous pourrions, par exemple, comparer le prix du pétrole canadien à la tête de puits avant l'imposition de taxes au prix que touchent les producteurs. Peut-être devrions-nous partir de cela. La question de la fixation des prix m'intéresse parce que je crois qu'il nous faut pouvoir soutenir la concurrence internationale.

**M. Hay:** J'ai ici une diapositive qui donne une ventilation des pourcentages. C'est une excellente question: qu'entendons-nous par «sensibilité aux variations du marché?».

**Le sénateur Roblin:** C'est la question à se poser.

**M. Hay:** D'après nous, il faut qu'il y ait suffisamment de jeu entre ce qui nous rend concurrentiels et ce qui assure des revenus adéquats à l'industrie pétrolière et gazière de façon à pouvoir négocier un prix en tenant compte: de l'intérêt que nous présentons comme consommateurs; de la période de temps pendant laquelle nous pourrions vouloir profiter du service; de la mesure dans laquelle nous sommes un client garanti ainsi que de la période, de pointe ou non, pendant laquelle nous voulons nous approvisionner. Il nous faut tenir compte de tous les facteurs qu'une entreprise voudrait faire ressortir si nous trouvions vendeur. C'est à cela que nous pensons lorsque nous parlons de marché.

Comme vous le savez, il existe actuellement un marché en Alberta, mais il ne nous est pas accessible à nous, utilisateurs d'éthane, parce qu'il est fonction des prix à la frontière. Il n'est pas accessible à ceux qui ne résident pas en Alberta. Tout repose sur les liens entre les fournisseurs et les consommateurs.

Selon ce système, nous serions un consommateur. Permettez-moi également de dire que lorsque nous parlons de sensibilité aux variations du marché, nous ne voulons pas dire pour autant qu'il ne devrait pas y avoir de réglementation, mais plutôt qu'elle devrait nous permettre de traiter directement avec le fournisseur. Nous réussissons à vendre à des prix compétitifs sur un marché mondial. Même notre marché national est très peu protégé. La concurrence est très rude sur les marchés mon-

[*Text*]

taking business based on the competitiveness of our supplier of gas. That is a working commercial relationship. You depend on each other to make it work.

**Senator Roblin:** That is right, but I understand that you are reacting to other forces when you set that price structure. What are the other forces? As I understand it, for some time in the past your problem has been that the price of gas on the Gulf of Mexico has been more favourable to producers in that area than the price you have to pay in Sarnia. What sets that price on the Gulf of Mexico? Is it a domestic American arrangement, or does it have anything to do with supplies of gas available from the rest of the world?

**Mr. Hay:** Gas is a very complex system. It depends on supply demand. When petrochemical supplies fell in 1982, the price of ethane and gas responded where it could on the U.S. gulf coast.

The U.S. gulf coast is, for us, the primary competitive situation to which we would relate. There are various classes of gas and some are under control. Intra-state gas can be very controlled or not controlled. There is a market history, lots of contracts in effect, additional gas to be sold and a market running there albeit with some regulation.

The year 1982 saw a collapse in ethane prices, and, in fact, we shut down in Alberta because we could not compete with that in a time period when prices were extremely low. They have a lot of buyers and a lot of sellers and they do have a market in gas, ethane and ethylene, so that is the competitive area.

Gas itself is an alternate to fuel oil. It depends on what kind of oil environment you have. In Canada it is a very definite alternate to electricity. Gas, in its energy side, is competing in the marketplace.

Our view is that gas has been a losing market position in Canada against competitive energy forms. Again the argument arises about it being too high in price. The basic competitor would be the U.S. gulf coast.

There are some disadvantages in Canada. We want to sell into the U.S. but we must consider transportation and tariffs. We sell to Japan. These disadvantages are, in terms of ethylene, perhaps four cents a pound to go to Japan and with polyethylene, for example.

It is our belief that a market system operating in Canada would give us that advantage because the gas people in Alberta have a problem. They are thousands of miles away from their market, and delivery is costly for them. In terms of the North American content, we think our gas position in Canada gives us a competitive advantage to overcome some of the disadvantages. That is a commercial decision that we, Dow, made a number of years ago. We saw that there was a realistic commercial reason to have a gas-based industry in Canada. We proceeded to put our money where we thought the case was.

[*Traduction*]

diaux des produits pétrochimiques. Les affaires que nous pouvons y faire dépendent de la compétitivité de notre fournisseur en gaz. Il existe entre nous des liens commerciaux: nous dépendons les uns des autres.

**Le sénateur Roblin:** Oui, mais je crois comprendre que d'autres facteurs jouent également lors de la fixation des prix. Quels sont-ils? Je crois savoir que pendant un certain temps vous avez éprouvé des problèmes parce que le prix du gaz dans la zone pétrolière du golfe du Mexique était plus avantageux pour les producteurs de cette région que celui que vous devez payer à Sarnia. Comment est établi le prix du gaz dans le golfe du Mexique? Y a-t-il des arrangements internes aux États-Unis ou le prix a-t-il quoi que ce soit à voir avec l'offre faite ailleurs dans le monde?

**M. Hay:** La question du gaz est très complexe. Tout est fonction de l'offre et de le demande. Lorsque l'approvisionnement en produits pétrochimiques a chuté en 1982, le prix de l'éthane et du gaz s'en est ressenti dans le golfe du Mexique.

C'est là que se trouvent nos plus proches concurrents. Il existe diverses catégories de gaz et certaines sont assujetties à un contrôle. Le gaz à l'intérieur d'un État peut faire l'objet d'un contrôle très strict ou y échapper totalement. Le marché a une histoire, de nombreux contrats sont en cours d'exécution. Il reste du gaz à vendre et le marché fonctionne même si une certaine réglementation existe.

En 1982, les prix de l'éthane ont chuté et, en fait, nous avons dû fermer nos portes en Alberta parce que nous ne pouvions soutenir la concurrence à une période où les prix étaient extrêmement bas. Il y a de nombreux vendeurs et de nombreux acheteurs dans la zone du golfe, et un marché y existe pour le gaz, l'éthane et l'éthylène. De sorte, qu'il y a concurrence.

Le gaz est un produit de remplacement du mazout. Tout dépend des ressources existantes en pétrole. Au Canada, il peut parfaitement remplacer l'électricité. Le gaz, en tant qu'énergie, est compétitif.

Sur le marché canadien, d'autres formes d'énergie ont fini par l'emporter sur le gaz. Encore une fois, c'est peut-être parce que le prix en est trop élevé. Nos principaux concurrents, je le répète, se trouvent dans la zone du golfe du Mexique.

Il y a certains inconvénients au Canada. Nous voudrions vendre aux États-Unis, mais il nous faut tenir compte des frais de transport et des tarifs. Nous vendons au Japon. Par exemple, dans le cas de l'éthylène, ces désavantages peuvent être quatre cents la livre vers le Japon, et il en est de même pour le polyéthylène.

Nous croyons qu'un marché canadien nous assurerait ces avantages parce que les producteurs de l'Alberta ont un problème. Ils se trouvent à des milliers de milles de leurs marchés et le transport leur coûte cher. Dans le contexte Nord-américain, nous pensons que nos ressources gazières nous mettent dans une situation avantageuse qui devrait nous permettre de surmonter certains inconvénients. C'est une décision commerciale que nous, à la société Dow, avons prise il y a quelques années. Nous croyons qu'il serait très avantageux sur le plan commercial d'avoir une industrie gazière au Canada. Nous avons décidé d'investir en conséquence.

[*Text*]

What happened was the NEP introduced taxation that we could have recovered downstream, and that is why we have the problems we have today. However, we are competing with the U.S. gulf coast. There are some advantages which we think our gas position can overcome.

**Senator Roblin:** That left me with one thought, that it is a pretty complicated business setting these prices. I look at it in a larger perspective than from the perspective of your industry alone, If gas prices are reduced for you, in practical terms there will be other people who will want the same concession.

**Mr. Hay:** We believe it should apply to industry.

**Senator Roblin:** In that case the calculations regarding government revenues will alter, I would suspect.

**Mr. Hay:** In the model we included all gas to industry. We removed the taxation at the front end and observed the effect on the economy. As a matter of fact, our petrochemical task force ran a different model with the University of Toronto and got the same result. What we are really saying is that energy has an input into the economy and an effect which none of us is quite able to quantify. Everything we have says that it is much larger than we think it is, in our manufacturing industry.

**Senator Roblin:** You mentioned a point that interested me in your brief about the locus of taxation, saying that with respect to exported items it was off the top, so to speak, whereas you found that a particular hardship because you were not an exporter and you did not make your money until after that stage was over. What do you think about the whole question of the locus of taxation in the oil and gas industry? Should it be royalties and the like, or do you think it would be practical to restrict oneself to taxes on earnings as opposed to taxes on the cost of production?

**Mr. Hay:** We are not expert in the petroleum energy side of it. We have a view of it. There is a rationale for a royalty on the resource owner, wherever he is. On the manufacturing side and the use of energy, we would love to pay income taxes at that level. Income tax, employment, less unemployment insurance, investment, and all of those things, are generated by the downstream impact of this energy, and we lose that if we tax it all at the very start. Therefore, as a general view, for industrial development we would be wiser in our choice of where we extract the government revenues.

**Senator Roblin:** You have illustrated in your graph the effect on government revenues of the various proposals. Does that graph reflect the combined position of both the federal and provincial governments?

**Mr. Hay:** Yes. We did not try to make that separation.

**Senator Roblin:** According to your 20-21 per cent figure here, it would not make much difference.

[*Traduction*]

Puis, le gouvernement a imposé, par le PEN, une taxe que nous aurions pu recouvrer en aval, et c'est pourquoi nous éprouvons actuellement des problèmes. Toutefois, nous menons une concurrence à la zone pétrolière du golfe du Mexique. Certains avantages s'offrent à nous et nous pouvons en profiter à cause de notre situation.

**Le sénateur Roblin:** Cela m'amène à dire qu'il est très difficile de fixer les prix. J'essaie d'examiner la question dans un contexte plus vaste que celui de l'industrie seulement. Si les prix du gaz étaient réduits pour vous, en termes pratiques, d'autres voudraient obtenir les mêmes concessions.

**M. Hay:** Nous croyons que les réductions devraient s'appliquer à l'industrie.

**Le sénateur Roblin:** Dans ce cas, je suppose que les calculs concernant les revenus du gouvernement différeraient.

**M. Hay:** Dans le modèle, nous avons inclus tout le gaz dont l'industrie a besoin. Nous avons éliminé la taxe à la source et observé les effets d'une telle mesure sur l'économie. En fait, notre groupe de travail sur les produits pétrochimiques a utilisé un différent modèle à l'Université de Toronto et est arrivé aux mêmes résultats. Ce que nous voulons vraiment dire, c'est que l'énergie a sa place dans l'économie, et que personne n'est en mesure d'en quantifier l'importance. Tout nous porte à croire que son incidence est beaucoup plus grande que nous ne le pensons dans le secteur de la transformation.

**Le sénateur Roblin:** Dans votre mémoire vous avez mentionné un point qui m'intéresse au sujet de la taxe, à savoir qu'elle s'ajoutait, si l'on peut dire, au prix des exportations, ce qui vous cause des problèmes parce que n'étant pas des exportateurs vous ne réalisez aucun profit avant la fin de cette étape. Qu'avez-vous à dire sur la question de l'imposition de l'industrie gazière et pétrolière? Devrait-il s'agir de redevances ou pensez-vous qu'il serait préférable d'imposer les profits plutôt que la production?

**M. Hay:** Nous ne sommes pas des experts du domaine de l'énergie pétrolière. Néanmoins, nous avons nos idées là-dessus. Il y aurait, en effet, des raisons de croire que des redevances devraient être imposées au propriétaire des ressources, peu importe qui il est. En tant qu'industriels et utilisateurs d'énergie, nous aimerions payer des impôts sur le revenu à ce niveau. L'impôt sur le revenu, l'emploi, la réduction de l'assurance-chômage, les investissements et autres éléments sont des répercussions en aval de cette énergie et nous perdons tout si la taxe est imposée à la source. Donc, pour ce qui est du développement industriel, il serait plus sage de déterminer à quel niveau doivent être perçues les recettes du gouvernement.

**Le sénateur Roblin:** Vous avez illustré dans votre graphique les répercussions des diverses propositions sur les recettes du gouvernement. Ce graphique reflète-t-il la position combinée des gouvernements fédéral et provinciaux?

**M. Hay:** Oui. Nous n'avons essayé de faire aucune distinction.

**Le sénateur Roblin:** Selon les chiffres de 20 et 21 p. 100 que vous avez ici, il n'y aurait presque aucune différence.

[*Text*]

**Mr. Hay:** It would be important to those two governments because they have different taxing authority.

**Senator Roblin:** If you did separate them, I suspect the provinces would be in a better position than the federal government.

**Mr. Hay:** I think the two governments should talk about that. We would like them to talk about it. It depends on how they did it.

**Senator Guay:** Along the line of the questions asked by Senator Roblin, my question is one that probably a lot of citizens would ask. Do you want the reduction to take place, and who is overcharging, in your estimation?

**Mr. Hay:** We have assumed that we got it all from the federal government, the way we did the model. If you examine it, we are really saying that both would have to make a contribution if we are going to achieve this. The difference is that the federal government could recover downstream taxation easier than the Alberta government. They would have to take that into account in their negotiations.

**Senator Guay:** I see the pipeline is 36 per cent. Do you think that is exaggerated? Can you substantiate that figure? The pipeline charges seem to me to be rather high.

**Mr. Hay:** We do not represent ourselves as experts in that area.

**Senator Guay:** I am interested because you have outlined this on the map, giving us percentages. Surely you must be in a position to know if the charges are high? Thirty-six per cent for pipeline charges, if you look at it on a long-term basis, seems to be high. Surely in your study you must have taken all of these things into consideration. In any of those five locations, where do you want it reduced? Where should it be reduced? It seems you are telling me that the two governments, provincial and federal, should give consideration by negotiating together. You possibly should go into detail with regard to the other sector such as the pipeline charges.

**Mr. Hay:** That is a fair comment. Anyone looking at those figures would ask "why are they so high?" As a matter of fact, we have done quite a bit of thinking and talking with those pipeline companies. We are dealing, in effect, with the utility environment. I do not have an analysis of the general view. It seems high, but that is partly because the capacity utilization is down. Perhaps we have a problem there.

**Senator Guay:** I might say that the pipeline is likely to be there for a long time. They will have a good deal of time in which to recuperate their costs. Therefore it would be very important on the part of your company to look into that aspect of it, as well as the taxes and revenues of others.

**Mr. Hay:** That is very true. We have had hearings and have done a lot of listening. But at that end it is hard to have an impact on this.

**Senator Kelly:** You touched very lightly on the answer to that question. You said that you were dealing with a utility

[*Traduction*]

**M. Hay:** Ce serait important pour les deux paliers de gouvernement étant donné qu'ils ont chacun leur propre pouvoir d'imposition.

**Le sénateur Roblin:** Si vous faisiez une distinction, je suppose que les provinces seraient dans une position plus avantageuse que le gouvernement fédéral.

**M. Hay:** Je pense que c'est aux deux gouvernements de s'entendre. Nous aimerions qu'ils en discutent. Tout dépend de la façon dont ils procéderaient.

**Le sénateur Guay:** Dans le même ordre d'idées que le sénateur Roblin, j'aimerais poser une question qui intéresse probablement un grand nombre de contribuables. Voudriez-vous qu'il y ait une réduction et, à votre avis, qui impose un prix trop élevé?

**M. Hay:** Nous avons supposé, dans notre modèle, que nous recevrions tout du gouvernement fédéral. Il faudrait en fait que les deux gouvernements apportent leur contribution pour que les choses réussissent. La seule différence est que le gouvernement fédéral pourrait recouvrer les taxes en aval plus facilement que le gouvernement de l'Alberta. Il faudrait qu'ils en tiennent compte dans leurs négociations.

**Le sénateur Guay:** Je vois que vous avez prévu 36 p. 100 pour le pipeline. Ne pensez-vous pas que c'est exagéré? Pouvez-vous justifier ces chiffres? Ils me semblent plutôt élevés.

**M. Hay:** Nous ne nous considérons pas comme des experts dans le domaine.

**Le sénateur Guay:** Je vous pose cette question parce que vous nous avez donné des pourcentages. Vous devez sûrement être en mesure de nous dire si les frais sont élevés. A long terme des droits de 36 p. 100 en ce qui concerne le pipeline, semblent élevés. Vous avez sûrement tenu compte de tous ces facteurs dans votre étude. Dans lesquels de ces cinq domaines voudriez-vous qu'il y ait une réduction? Où faudrait-il réduire? Vous nous dites que les deux paliers de gouvernement devraient négocier. Vous pourriez peut-être nous donner plus de détails en ce qui concerne d'autres secteurs, sur les frais pour le pipeline, par exemple.

**M. Hay:** Votre observation est juste. Vous êtes en droit de vous demander pourquoi ces chiffres sont si élevés. En fait, nous avons beaucoup réfléchi à la question et nous en avons discuté avec les sociétés pétrolières. Il est question de services publics. Je ne sais pas quelles sont les vues générales sur la question. Les chiffres semblent gros, mais c'est en partie parce que l'utilisation de la capacité a accusé une baisse. Un problème se pose peut-être ici.

**Le sénateur Guay:** Le pipeline existera longtemps. Les exploitants auront suffisamment de temps pour récupérer leurs coûts. Il serait donc très important que votre entreprise étudie cet aspect de la question et qu'elle tienne compte des taxes et des revenus d'autres intéressés.

**M. Hay:** C'est bien vrai. Nous avons tenu des audiences et avons écouté ce que chacun avait à dire. Mais il est difficile pour nous d'influencer qui que ce soit.

**Le sénateur Kelly:** Vous avez très vaguement répondu à cette question. Vous avez dit qu'il était question de services

[*Text*]

environment. The pipeline does not set its charges as freely as governments establish their tax levels. The pipeline has to establish its cost of service. It has to establish a rate base and get approval for what it charges. It does not just make its charges.

**Mr. Hay:** Then you are arguing about capital, and that return. I do not think we have an expert opinion. I wish we had.

**Mr. Barnes:** I was going to say the same thing. The government really controls how much money the pipeliners can make. In Alberta the government actually sets the tariff to get the gas to the border; the NEP sets the tariff to get the gas to the ultimate distributing utility; the province involved sets the tariff for the distributing utility. One thing that bothers me, as an individual, is that in hard times the utilities do not share the grief of the producer or the end user. They are guaranteed a profit. We have investments;the producers have investments; we take a chance; they take no chances.

**Senator Guay:** You are saying that if there is no change, here we are really stopping the growth to which you make reference in your brief, because it is the lesser cost that will create growth, if I understood your brief properly. It is therefore important that we come up with some reasoning with regard to where you are going to cut it.

**Mr. Hay:** The capital investment in the utility presumes some future growth rate. In a sense, you can argue, the reason that is so high per unit transported is that we are not transporting enough. The reason we are not transporting enough is that we do not have the price low enough to encourage people to use it.

**Senator Guay:** How can you be sure it will be reduced if there is more transportation—

**Mr. Hay:** I think that falls under the formulas that govern the utilities. If they had the same capital base, and they were putting more units through, it would seem to me that the price per unit would decrease. In a sense, you could argue that the cost of transportation is partly government; but it is partly determined by the amount we use of that investment capital. Really, to some degree, we are underutilizing that, for the same reason that we are overpricing gas—if I can put it that way.

**Senator Bell:** Following from that, I was wondering about the feasibility of having plant at the wellhead.

**Mr. Hay:** It depends a lot on the market you are serving. Historically the first derivative plants have moved toward the hydrocarbon area, such as the wellhead. You have to have enough feed stock collected together. The reason is that it gives you some alternatives about the feed stock that you use. In Canada, we have ways of moving some of this feedstock to the east. For instance, we have inter-provincial pipelines. We also have some plants in the east. So we do have to deal with both of those issues.

[*Traduction*]

publics. Les exploitants du pipeline n'ont pas une aussi grande liberté de manœuvre pour fixer leur taux que les gouvernements pour décider du niveau d'imposition. Les exploitants doivent déterminer le coût du service. Ils doivent établir une base de taux et la faire approuver. Ils ne font pas qu'imposer des tarifs.

**M. Hay:** C'est vrai. Vous parlez des capitaux et ensuite de recettes. J'aurais aimé qu'on ait l'opinion d'un expert.

**M. Barnes:** J'allais dire la même chose. Le gouvernement contrôle véritablement les profits des exploitants de pipelines. En Alberta, le gouvernement établit le tarif d'acheminement du gaz à la frontière; le PEN détermine le tarif pour l'acheminement du gaz à la société de distribution; la province intéressée fixe le tarif pour la société de distribution. Une chose me préoccupe vraiment, en tant que particulier, et c'est que, lorsque les temps sont durs, les sociétés d'utilité publique ne souffrent pas autant que les producteurs ou les utilisateurs. Des profits leur sont garantis. Nous investissons tout comme les producteurs; nous courons la chance, eux ne prennent aucun risque.

**Le sénateur Guay:** Vous dites donc que si aucun changement ne survient, nous allons mettre un terme à la croissance à laquelle vous faites allusion dans votre mémoire parce qu'elle dépend de coûts moins élevés, si j'ai bien compris. Il est donc important de chercher à savoir où des réductions pourraient être effectuées.

**M. Hay:** Les investissements de capital dans une société d'utilité publique supposent un certain taux de croissance. Dans un sens, on peut dire que si le coût par unité transportée est si élevé, c'est que nous n'en transportons pas assez. Et si nous n'en transportons pas assez, c'est parce que le prix n'est pas assez bas pour encourager la population à s'en servir.

**Le sénateur Guay:** Comment pouvez-vous être sûr qu'il serait moins élevé si l'on en transportait davantage . . .

**M. Hay:** Je crois que cela tient aux règles qui régissent les services publics. Si leur base de capitaux était la même et qu'ils vendaient un plus grand nombre d'unités, il me semble que le coût unitaire diminuerait. D'une certaine façon, on peut dire que le coût du transport est déterminé en partie par le gouvernement, mais il est aussi fonction de la mesure dans laquelle nous utilisons ces capitaux d'investissement. A vrai dire, nous les sous-utilisons jusqu'à un certain point, pour la même raison que nous vendons notre gaz à des prix excessifs, si je puis dire.

**Le sénateur Bell:** A ce propos, je m'interroge sur la faisabilité d'installer une usine à la tête de puits.

**M. Hay:** Cela dépend en grande partie du marché que l'on dessert. Par le passé, les usines de dérivés premiers s'installaient à proximité des sources d'hydrocarbures, à la tête de puits par exemple. Le fait est qu'il faut disposer d'une charge d'alimentation suffisante et, de cette façon, on a le choix de divers types de charges. Au Canada, nous avons des moyens de transporter certaines de ces charges d'alimentation vers l'est, notamment grâce aux pipelines interprovinciaux. Nous avons

[*Text*]

As a general statement, the first set of derivatives will generally move toward the wellhead for gas. The other side of the coin, which I think is important, is that the next set gradually moves toward the area in which the product is being sold. This becomes more labour intensive and they move closer to the customer. In this way, much of the upgrading of these petrochemicals in plastics, tires, et cetera, is carried out in provinces other than the one in which the wellhead is located. Thus, it is really a national issue since a strong petrochemical industry makes a strong manufacturing industry through the plants which utilize petrochemicals.

You are quite right, senator, the first derivative plants move toward the location of the feedstock. Historically, I might add that is true in the United States where they have moved to Gulf Coast over many years.

**Senator Thériault:** Can you tell me what percentage of your gross costs account for gas with respect to petrochemicals?

**Mr. Hay:** For the first derivative it is about 50 per cent. Taking ethylene as an example, 50 per cent of the cost is with respect to gas. In some cases it is higher than that and, or course, lower in others. In our case, in western Canada, it is about 50 per cent as purchased from Alberta.

**Senator Thériault:** I am not surprised to hear corporations asking for deregulation or no regulations whatsoever. I suppose it is normal to expect that. However, if you are on the government end of things you must consider what effect deregulation or no regulations whatsoever will have. You would not need government; you would not need anything. I do not know if that would be the type of society in which I would want to be involved. However, what does surprise me, and what I would like to see your corporation prove, is that you would be happy to pay income tax. I know what you mean when you say that if you can make a profit then you are happy.

**Mr. Hay:** If you make a profit you can pay the rent.

**Senator Thériault:** Who will ensure that you pay every cent of income tax that you should pay?

**Mr. Hay:** There are a great many people living in our offices who make sure that we do pay.

**Senator Charbonneau:** Revenue Canada.

**Mr. Hay:** They are there.

**Senator Roblin:** Mr. Bussières is dealing with the problem.

[*Traduction*]

aussi des usines dans l'Est. Il nous faut donc nous arrêter à ces deux questions.

En règle générale, la première série de dérivés est généralement acheminée vers la tête de puits pour avoir accès au gaz. L'autre facteur qu'il est aussi important de considérer, c'est que la série suivante est acheminée progressivement vers la région dans laquelle le produit doit être vendu. La concentration de main-d'œuvre devient plus importante, et le dérivé se rapproche davantage du consommateur. Ainsi, une bonne partie des activités de transformation de ces produits pétrochimiques, pour en faire, par exemple, des plastiques ou des pneus, sont effectuées dans des provinces autres que celle dans laquelle se trouve la tête de puits. Il s'agit donc d'une question d'importance nationale, car la vigueur du secteur pétrochimique est communiquée au secteur manufacturier grâce aux usines qui utilisent les produits pétrochimiques.

Vous avez parfaitement raison, sénateur, les usines de dérivés premiers ont tendance à s'installer près des charges d'alimentation. Cette constatation s'applique également aux États-Unis, où ces usines se sont progressivement installées sur la côte du Golfe au fil des ans.

**Le sénateur Thériault:** Pouvez-vous me dire quel pourcentage des coûts bruts relatifs aux produits pétrochimiques est attribuable au gaz?

**M. Hay:** Dans le cas des premiers dérivés, la proportion est d'environ 50 p. 100. Si l'on prend l'éthylène comme exemple, 50 p. 100 des coûts sont attribuables au gaz. Dans certains cas, le pourcentage est plus élevé et, bien entendu, il est parfois moins élevé. Pour nous, dans l'Ouest du Canada, au prix que nous l'achetons de l'Alberta, le gaz représente environ 50 p. 100 du coût.

**Le sénateur Thériault:** Je ne suis pas surpris d'entendre les entreprises plaider en faveur d'une certain déréglementation ou d'une absence totale de réglementation. Je suppose que c'est normal. Toutefois, quand on considère les choses du point de vue du gouvernement il faut s'interroger sur les conséquences de la déréglementation ou de l'absence totale de règlements. Le secteur n'aurait plus besoin du gouvernement, ni de qui que ce soit, et je ne sais pas si cela me conviendrait. Toutefois, je suis effectivement surpris d'entendre votre entreprise dire, et je la mettrais au défi de le prouver, qu'elle ne demanderait pas mieux que de payer des impôts. Je vous comprends quand vous dites que, du moment que vous pouvez réaliser un bénéfice, vous êtes heureux.

**M. Hay:** Quand on réalise un bénéfice, on peut payer le loyer.

**Le sénateur Thériault:** Qui va s'assurer que vous payerez tous les impôts.

**M. Hay:** Il y a un grand nombre de personnes qui sont installées dans nos bureaux pour veiller à ce que nous payions notre dû.

**Le sénateur Charbonneau:** Les fonctionnaires de Revenu Canada.

**M. Hay:** Ils sont là.

**Le sénateur Roblin:** Bussières s'occupe du problème.

[*Text*]

**Senator Charbonneau:** When you gentlemen say downstream on a value added basis, have you worked out exactly how you want it to work? After all, you are on the manufacturing side of things and, of course, you must consider gases which are sold elsewhere. How would that tax affect the other part, the part outside of manufacturing?

**Mr. Hay:** Are you speaking about outside of the petrochemical industry or outside of manufacturing?

**Senator Charbonneau:** Let us say outside of manufacturing.

**Mr. Hay:** In the models it generates jobs, reduces unemployment and does all types of things. So there is a positive impact on people. I do not believe it has any direct impact on the other 50 per cent who are using gas and burning it to heat homes and commercial buildings. theymight see that in a different light. However, in our view, they would be in exactly the same position as they find themselves in today. In their case, I do not think that the cost of energy governs in the same way as it does in manufacturing industry. In the manufacturing industry we must compete with the rest of the world if we are be successful in Canada. We do not have a big enough market.

**Senator Charbonneau:** I recognize that.

**Mr. Hay:** On the other side of the coin, I am not sure it is very restrictive. You could make an argument on the design of buildings at various levels with respect to the cost of energy. You could argue about the interaction of electricity and gas. There is data around which deals with this subject. For instance, there is data dealing with the amount of insulation used in building and the way a builder builds a building, and so on. I do not think isolating industry will have any really detrimental effect on the present position. Quite frankly, we have made that assumption, or qualification, with respect to what we have done. Many people in government are examining this matter. I am speaking here about presentations to government task forces. I cannot imagine a negative result coming from what we are doing.

**Senator Charbonneau:** Yet you are asking for relief upstream.

**Mr. Hay:** Yes.

**Senator Charbonneau:** You also concede that the others should have the same relief.

**Mr. Hay:** The rest of the industry.

**Senator Charbonneau:** From where will the government receive its money? Of course, they will receive it from you with respect to the value added measure. That is to say, when it is taxed at that level. However, where will governments be able to get it from the users?

**Mr. Hay:** In the models, the industry makes additional money, thus providing more jobs and so on. In this way the government gets it back.

[*Traduction*]

**Le sénateur Charbonneau:** Quand vous et vos homologues parlez de réduction basée sur la valeur ajoutée, avez-vous une idée précise de la façon dont le tout fonctionnerait? Après tout, vous faites partie du secteur manufacturier et il vous faut bien sûr tenir compte du gaz qui se vend ailleurs. Quel serait l'effet de cette taxe sur les autres secteurs?

**M. Hay:** Des secteurs autres que l'industrie pétrochimique ou que l'industrie manufacturière?

**Le sénateur Charbonneau:** Disons les secteurs autres que l'industrie manufacturière.

**M. Hay:** Selon les modèles, cette taxe a pour effet de créer des emplois, de réduire le chômage et de procurer toutes sortes d'autres avantages. elle a donc un effet positif. Je ne crois pas, par contre, qu'elle ait des conséquences directes pour l'autre moitié de la population qui se sert du gaz pour chauffer les maisons ou les édifices commerciaux. Celle-ci n'aurait peut-être pas la même perception que nous, mais, à notre avis, sa situation ne changerait aucunement par rapport à ce qu'elle est aujourd'hui. Je ne crois pas que le coût de l'énergie ait la même importance pour elle que pour le secteur manufacturier. Dans ce secteur, il nous faut être en mesure de soutenir la concurrence avec le reste du monde si nous voulons réussir sur le marché candien, car celui-ci n'est pas suffisamment important pour répondre à nos besoins.

**Le sénateur Charbonneau:** Je le sais bien.

**M. Hay:** Par contre, je ne suis pas sûr qu'il soit très restrictif. On pourrait par exemple, présenter des arguments quant à la mesure dans laquelle le coût de l'énergie est pris en considération aux divers niveaux de la conception des immeubles, ou quant à l'interaction de l'électricité et du gaz. Il existe d'ailleurs des données sur le sujet, sur la quantité d'isolant utilisée, par exemple, et sur la façon dont un entrepreneur construit un immeuble. Je ne crois pas que le fait d'isoler l'industrie aurait des conséquences négatives sur la situation actuelle. A vrai dire, c'est l'hypothèse, ou la condition, sur laquelle repose notre proposition. Je crois qu'il y a un grand nombre de personnes au sein du gouvernement qui se penchent sur cette question. Je songe ici aux présentations faites aux divers groupes de travail gouvernementaux. Je ne puis m'imaginer que ce que nous proposons puisse avoir des résultats négatifs.

**Le sénateur Charbonneau:** Vous demandez pourtant une aide à l'amont.

**M. Hay:** En effet.

**Le sénateur Charbonneau:** Vous admettez également que les autres puissent aussi bénéficier de cette aide.

**M. Hay:** Les autres composantes du secteur.

**Le sénateur Charbonneau:** Où le gouvernement va-t-il prendre les fonds nécessaires? Bien sûr, en ce qui vous concerne, il les obtiendra grâce à la valeur ajoutée, autrement dit, grâce aux impôts accrus qu'il en retirera. Mais comment va-t-il percevoir cet argent chez les usagers?

**M. Hay:** Selon les modèles présentés, le secteur accroît ses bénéfices, de sorte qu'il crée davantage d'emplois, et ainsi de suite. De cette façon, le gouvernement rentre dans ses frais.

[*Text*]

**Senator Charbonneau:** Strictly on volume, then?

**Mr. Hay:** Yes, that is right, the volume and the jobs.

**Senator Kelly:** Mr. Chairman, I guess I am still where Senator Charbonneau was. I still have some difficulty but, perhaps, we have explored the area enough. I am not content when I hear that the other users do not suffer a bit in this process. I find it very hard to see how the deliverers, who have plants in place, will remain whole without increasing charges to other classes of customers. That still escapes me.

Let us assume that you receive this 15 per cent reduction, from whatever source, and the market you envisage does not emerge, does not develop, could the places where some revenues are given up in the early stages be protected if you had sort of an extension of what I believe you have now? You now have certain volume discounts with respect to your purchases of natural gas. You receive the first layer at one price, the next layer at another, and so on. Does your model take into consideration the possibility of an extension of that process? In the event your market does not increase with a larger volume, which you would agree to accept, providing that you can sell what you can ultimately turn it into, do you envisage that as being a satisfactory arrangement? It seems to me it would protect the other class of customers as well as the governments.

**Mr. Hay:** We do not think we are doing anything to the deliverers. If we went through the case about which we are speaking here where we take revenues out and recapture them later then we might not be able to deliver for the government. If things do not grow then we might not be able to deliver the revenue back downstream. We have looked at this situation and in looking at it we have supposed that we would not have the investment we had there. We then supposed that the industry would not return at capacity, which is the next level of assumption. We then supposed we would export the product. What we found was that there would be a decrease of reward. However, the down side is not as large as one might think. Obviously, if we do not receive any volume effect then that would not be appropriate. The models say, "Do not have any regard for the petrochemical industry. You will have some effect in industry." Some are spending a great deal of money converting to some other form of energy, something which they would not do in this case. I think the utilities are aware of that.

The second point you made was with respect to a volume discounting system. I believe that we are speaking about more money than the utilities have control of. In other words, the price of gas going at 15 per cent is a big differential for someone to handle as a volume discount.

**Senator Kelly:** Because they do not have that margin in which to work?

[*Traduction*]

**Le sénateur Charbonneau:** En raison uniquement du volume accru?

**M. Hay:** En effet, en raison du volume accru et des nouveaux emplois.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur le président, j'ai bien peur que j'en sois toujours au point où le sénateur Charbonneau en était en partant. La question me cause toujours des difficultés, mais peut-être en avons-nous déjà assez discuté. L'argument voulant que les usagers ne souffrent pas le moindrement ne me convainc pas. J'ai du mal à concevoir que les entreprises qui ont des usines en place puissent maintenir leur position sans augmenter les tarifs pour certaines catégories de consommateurs. Je n'arrive toujours pas à comprendre.

Supposons que vous receviez cette remise de 15 p. 100, quelle qu'en soit la source, et que vous ne puissiez vendre vos produits sur le marché prévu, y aurait-il moyen de protéger les sources de revenu auxquelles vous renoncez dans les premières étapes si vous pouviez compter sur l'élargissement de la formule dont vous bénéficiez à l'heure actuelle? Ainsi, des remises vous sont accordées sur vos achats de gaz naturel. La première tranche vous est vendue à un certain prix, la suivante à un autre prix, et ainsi de suite. Avez-vous tenu compte dans votre modèle de la possibilité d'élargir cette formule? En supposant que votre marché n'augmente pas avec le volume plus important dont vous accepteriez de prendre livraison, à condition de pouvoir vendre le produit qui en résulte, croyez-vous qu'une telle solution serait satisfaisante? Il me semble qu'elle protégerait aussi bien les gouvernements que les autres catégories de consommateurs.

**M. Hay:** Nous ne croyons pas que notre proposition ait la moindre répercussion pour les prestataires. Si nous suivions l'option voulant qu'on renonce à des revenus pour les recouvrer plus tard, nous ne serions peut-être pas en mesure de rendre au gouvernement son dû. Si notre marché ne s'accroît pas, nous ne pourrons peut-être pas tenir parole par la suite. Nous avons examiné la situation en supposant que nous n'avions pas les investissements. Nous avons alors supposé, selon un cheminement logique, que l'industrie ne pourrait recouvrer son taux de rendement. En supposant ensuite que le produit soit exporté, nous avons conclu à une baisse des gains. Toutefois, cette baisse ne serait pas aussi importante qu'on pourrait le penser. Bien sûr, si nous ne recevions aucun avantage en raison du volume, cela ne serait pas acceptable. Voici ce que nous disent les modèles: «Ne vous préoccupez pas de l'industrie pétrochimique. Vous aurez un effet sur l'industrie.» Certains consacrent d'importantes sommes en vue de la conversion à quelque autre forme d'énergie, ce qui ne se produirait pas dans le cas qui nous occupe. Je crois que les entreprises de services publics en sont conscientes.

Le deuxième point que vous avez soulevé concernait une formule selon laquelle des remises seraient accordées sur la quantité. A mon avis, ces remises seraient beaucoup trop importantes pour que les entreprises de services puissent les absorber. Autrement dit, une remise de 15 p. 100 sur le prix du gaz constituerait pour elles un manque à gagner important.

**Le sénateur Kelly:** Parce qu'elles n'ont pas une marge de manœuvre suffisante?

[*Text*]

**Mr. Hay:** They do not have that margin to work with. We do not have that big a differential between industrial users and home users, so I do not think there is enough margin there. I really do not think that the deliverers will be hurt—actually they should do better. They should be in a better position if we get the volume, and they should be in no worse position than if nothing happens.

The government, which gave up revenue in hopes of recapturing it, has a problem in the event that nothing happens and the industry does not even run at capacity. We have a slide that has a great many figures on it. That slide depicts four cases, and case number one is "as presented"; number two is with no petrochemical—without the $2.5 billion invested; number three is that the industry continues to run at less than capacity. Even in those circumstances one can look at the change in government balances and see that there is not a huge deficit, even for case three, because the economy responds in some way to reduced gas in these models just based on history.

Really, one of our biggest arguments, if you go back ten years—and I am not a great expert on economic models—is that as our price of gas has changed, the volume has responded. When the price came down the volume went up, and when the price went up—and we saw this in recent years since 1979—the volume went down. People do something different. There is, as the economists say, an elasticity between the price of gas and the volume. As the price goes up, the volume goes down. So, there is some effect, and that is all we are really saying in case three.

The last case shows what happens if we just exported that equivalent amount.

**Senator Kelly:** Mr. Chairman, I realize that we are not to make statements, but I should like to make one comment at this point. I, for one, would be delighted to see if this kind of a case can be made. I am not 100 per cent sure it can be, but I should like to express the hope that after we have had an opportunity to think about this and to talk to others these gentlemen will come before us again so that we can continue this conversation with them.

**Mr. Hay:** We will be pleased to work with your staff on this. There is a tremendous amount of discussion that should be entered into so that we understand how the models are put together.

**Senator Thériault:** Perhaps everybody else knows the answer to this question but myself. Did I hear you say that the price of gas will be reduced two per cent plus inflation?

**Mr. Hay:** I think that is the incentive. That is a reduction for increased consumption.

[*Traduction*]

**M. Hay:** En effet, elles n'ont pas une marge de manœuvre suffisante. L'écart entre les usagers industriels et individuels n'est pas assez important pour qu'elles aient la marge de manœuvre voulue. Je ne crois vraiment pas que les entreprises de services soient touchée; en fait, leur situation devrait s'améliorer. Si notre volume s'accroît, elles seront sans doute avantagées, mais si rien ne se produit, elles ne devraient pas en souffrir.

C'est le gouvernement, qui renonce à des revenus dans l'espoir de les recouvrer plus tard, qui se trouverait en difficulté si rien ne se produisait et si l'industrie ne tournait même pas à son plein rendement. Nous avons une diapositive où l'on trouve toutes sortes de chiffres. Quatre scénarios y sont présentés, le premier étant celui dont nous venons de discuter. Dans le deuxième, nous avons supprimé l'apport pétrochimique, c'est à dire les 2,5 milliards de dollars d'investissements; le troisième suppose que l'industrie continue à tourner à un taux de rendement inférieur à sa capacité. Même là, si nous examinons les chiffres indiqués pour le gouvernement dans chaque cas, nous constatons que le déficit n'est pas énorme, même dans le troisième scénario, puisque s'adapte en quelque sorte aux quantités de gaz réduites, si l'on en juge d'après l'expérience passée.

En fait, un de nos arguments les plus solides, c'est qu'un simple coup d'œil sur les dix dernières années—et je ne suis guère un spécialiste des modèles économiques—révèle que les fluctuations du prix du gaz ont toujours été suivies de fluctuations dans le volume. Lorsque le prix baissait, le volume augmentait et, lorsque le prix agumentait—comme nous avons pu le constater depuis 1979—le volume diminuait. La réaction n'est pas la même. Comme disent les économistes, il y a une certaine élasticité entre le prix du gaz et les quantités consommées. Il suffit que le prix augmente pour que le volume baisse. Ainsi, il y a un rapport de cause à effet, et c'est vraiment tout ce que nous cherchons à démontrer dans le troisième scénario.

Le dernier scénario montre ce qui se produirait si nous décidions simplement d'exporter un montant équivalent.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur le président, je sais bien que nous ne sommes pas là pour faire des déclarations, mais je voudrais faire une observation. En ce qui me concerne, je serais ravi si une telle formule pouvait être adoptée avec succès. Je ne suis pas absolument sûr qu'elle soit réalisable, mais j'espère qu'une fois que nous aurons eu l'occasion de bien en peser les pour et les contre et d'en discuter avec d'autres, ces messieurs reviendront devant nous pour que nous puissions poursuivre cette conversation.

**M. Hay:** Nous serons heureux de travailler avec votre personnel là-dessus. Il faudra beaucoup de discussion pour mieux comprendre la façon dont les modèles fonctionnent.

**Le sénateur Thériault:** Peut-être suis-je le seul à ne pas connaître la réponse à cette question, mais vous ai-je bien entendu dire que le prix du gaz serait réduit de 2 p. 100 plus le taux d'inflation?

**M. Hay:** Je crois bien que c'est la mesure d'incitation qui a été proposée. Il s'agit d'une réduction en vue d'accroître la consommation.

[*Text*]

**Senator Thériault:** In your case, if it is approximately 50 per cent more, you will get 15 per cent less on that 50 per cent?

**Mr. Hay:** I think it works out to 35c. a gigajoule. One does get a small reduction on the two per cent on the regular 100 per cent from the base year.

**Senator Thériault:** What you are suggesting is 15 per cent across the board?

**Mr. Hay:** Yes, and working towards getting a more market relationship.

**Senator Thériault:** I understand that, but the model is 15 per cent lower?

**Mr. Hay:** That is right.

**Senator Thériault:** Dow and other manufacturers would not say three years down the road that there should be another 15 per cent?

**Mr. Hay:** No. We hope that we would be working our way toward a market system, and where we would have innumerable contracts with different people that would be at different prices, depending on the type of contract.

**Senator Thériault:** The more you buy—

**Mr. Hay:** How long is the commitment? What kind of escalation is there going to be, and so forth.

**Senator Thériault:** But that is not the problem. I suppose the other end would be that the individual who needs a little gas will have to pay more.

**Mr. Hay:** I do not think he would have to pay more provided we get this amount of volume.

**Senator Guay:** Mr. Chairman, I am concerned about the consumer of residential gas. I am one of those who believe that a company such as Greater Winnipeg Gas, which is a volume buyer, should also get the benefit if we are going to give any consideration to discounts to large corporations. I am sure that a company such as Greater Winnipeg Gas could certainly pass that benefit on to the consumer who is paying such high rates. That is not only the case in Winnipeg, but also in the Maritimes and other areas. Bearing that in mind, my question is: Do the witnesses not think it would be fair ball if consideration were given to passing that discount on not only to the industry as such, but to all volume buyers, so that they could pass that benefit on to the local consumers who are paying very high rates for gas now?

**Mr. Hay:** As a general statement, we probably could agree with you. We structured this so that there would not be an increased deficit. I recognize your argument that here is another big company saying do this and do that, but there is a choice. One can increase the deficit if one just takes the government revenue and reduces the price to the consumer, but there is no way to recover that. We are proposing one that has a recovery. In the sense of creating work, we are saying that the industrial position does create jobs and, in a sense, deals with one of the major problems facing this country. We believe that this proposition will create jobs.

[*Traduction*]

**Le sénateur Thériault:** Dans votre cas, si la consommation augmente d'environ 50 p. 100, vous recevrez 15 p. 100 de moins sur ces 50 p. 100?

**M. Hay:** Je crois que cela représente 35 cents le gigajoule. On obtient une petite réduction de 2 p. 100 par rapport aux 100 p. 100 de l'année de base.

**Le sénateur Thériault:** Ce que vous proposez, c'est une réduction générale de 15 p. 100?

**M. Hay:** Oui, et nous voulons nous acheminer vers une relation qui soit davantage déterminée par le marché.

**Le sénateur Thériault:** D'accord, mais le modèle fait état d'une réduction de 15 p. 100?

**M. Hay:** En effet.

**Le sénateur Thériault:** Ne risque-t-on pas de voir la Dow et les autres fabricants revenir dans trois ans pour demander une autre réduction de 15 p. 100?

**M. Hay:** Non, nous espérons progresser vers un régime de marché, en vertu duquel nous aurions un grand nombre de contrats avec des clients différents, à des prix différents, selon le type de contrat.

**Le sénateur Thériault:** Plus on en achète . . .

**M. Hay:** Cela dépendrait de la durée du contrat, des hausses prévues, et ainsi de suite.

**Le sénateur Thériault:** Mais le problème, c'est que celui qui a besoin d'une petite quantité de gaz sera obligé de payer un prix plus élevé.

**M. Hay:** Je ne crois pas qu'il soit obligé de payer un prix plus élevé si nous obtenons le volume souhaité.

**Le sénateur Guay:** Monsieur le président, je m'inquiète pour le petit consommateur. Je suis de ceux qui estiment qu'une société comme la Greater Winnipeg Gas, qui est un gros acheteur, devrait elle aussi bénéficier des remises qui pourraient être accordées aux grandes entreprises. Je suis sûr qu'une telle réduction se répercuterait sur les prix si élevés que paient les consommateurs, non seulement à Winnipeg, mais aussi dans les Maritimes et dans d'autres régions. Cela étant, voici ma question: les témoins ne pensent-ils pas qu'il serait normal de faire bénéficier de cette remise non seulement l'industrie comme telle, mais tous les gros acheteurs, pour que ceux-ci puissent à leur tour en faire bénéficier leurs consommateurs locaux, qui doivent à l'heure actuelle payer des tarifs très élevés?

**M. Hay:** De façon générale, nous serions probablement d'accord avec vous. La formule que nous proposons a été structurée de façon à ne pas accroître le déficit. Je comprends que vous puissiez nous considérer comme une autre grande entreprise qui essaie d'imposer ses volontés, mais il y a d'autres possibilités qui s'offrent à nous. Ainsi, on peut accroître le déficit en prenant tout simplement les recettes du gouvernement pour réduire les tarifs pour les consommateurs, mais il n'y a pas moyen alors de récupérer cet argent. Or, la formule que nous proposons prévoit que le gouvernement puisse rentrer dans ses frais. Nous soutenons que la stratégie proposée par l'industrie contribue à la création d'emplois et, d'une certaine façon, à

[*Text*]

As a general statement, if we did not have to worry about the government revenue side, then we would not really be here because we could price gas at whatever the appropriate price is. The other thing is true, that the Greater Winnipeg Gas Company or Gaz Metro, whoever, are unable today to negotiate directly in any way with the various suppliers. That is a part of getting towards a market-responsive system and we have not explored that in great detail. I think that that will be there in due course. So, in the longer term, we will be addressing that question.

**Senator Guay:** Providing that they pass on those benefits to the consumers, because their prices are controlled by the utility boards in various areas and they are not losing money by any means.

**Senator Roblin:** You may have given us this information previously, and if so, you can direct me to where I can find it, but what has been the experience of your company over the past few years, let us say before the NEP came in, during the NEP, and after the NEP? I believe that you are basically an exporter and one of your principal points is that an export producer is in a different position from the captive domestic market which Senator Guay is worried about and which I also worry about. Can you separate the effect of the NEP on your business and the effect of the general depression through which we have just come?

**Mr. Hay:** I think we can say that both of these things have been present. Almost to the end of 1982 we were in not a bad competitive position with the gas prices we were then paying, which were approximately 65 per cent of 1983 prices. It was into 1983 that the crude oil price really want to world levels and gas went to 65 per cent. So, there was a change of 15 per cent over the latter half of 1982 and on into 1983. For us the depth of the depression was in 1982, so we did have, starting in 1981, an advantage that was holding us in good stead, and our position in 1982 was that our troubles were really our own market. We, in fact, talked to the government and told them exactly that.

What happened was that the market price for our product stayed at a certain level and the price for the raw material rose to a certain level. The price for our competitors went down, so by the latter part of 1982 we were in very deep difficulty, let us say during July and August. We were in deep difficulty and were unable to shift. Our prices have recovered. In regard to Dow, these are approximate numbers ans are losses in petrochemicals.

**Senator Roblin:** The Canadian aspect alone?

[*Traduction*]

remédier à l'un des plus graves problèmes auxquels se heurte notre pays. A notre avis, cette proposition va créer des emplois.

De façon générale, si nous n'avions pas à nous inquiéter des recettes gouvernementales, nous n'aurions pas vraiment besoin d'être ici puisque nous n'aurions qu'à vendre le gaz au prix approprié. L'autre fait que je tiens à signaler, c'est que, qu'elles se nomment Greater Winnipeg Gas Company, Gaz Metro ou que sais-je encore, les entreprises de services publics n'ont à l'heure actuelle aucun moyen de négocier directement avec leurs divers fournisseurs. C'est là un aspect qu'il convient de considérer dans la création d'un système déterminé par le marché et que nous n'avons pas encore examiné en détail. Mais c'est une question sur laquelle nous allons nous pencher à plus long terme.

**Le sénateur Guay:** A condition que les réductions obtenues par ces entreprises se répercutent sur les tarifs imposés aux consommateurs, parce que leurs tarifs sont réglementés par les offices énergétiques des diverses régions et elles sont loin d'y perdre de l'argent.

**Le sénateur Roblin:** Vous nous avez peut-être déjà donné ces renseignements, et le cas échéant je vous demande de m'indiquer où je puis les trouver, mais pouvez-vous décrire la situation de votre entreprise au cours des quelques dernières années, c'est-à-dire avant, pendant et après la mise en œuvre du PEN? Je crois que votre activité est principalement axée sur l'exportation, et j'ai retenu, comme un de vos principaux arguments, que la situation de l'entreprise qui produit pour les marchés d'exportation est différente de celle qui se concentre sur un marché national captif, pour lequel le sénateur Guay se fait du souci et pour lequel je m'inquiète moi aussi. Pouvez-vous distinguer entre l'effet sur votre entreprise du PEN et de la crise financière générale dont nous venons de faire l'expérience?

**M. Hay:** On peut dire que les deux ont eu leur effet. Jusque vers la fin de 1982, nous étions dans une situation concurrentielle acceptable en raison des prix auxquels nous achetions notre gaz, qui représentait environ 65 p. 100 de ceux de 1983. C'est en 1983 que le prix du pétrole brut a atteint le niveau mondial et que celui du gaz est passé à 65 p. 100. Il y a donc eu une hausse de 15 p. 100 par rapport à la dernière moitié de 1982. Or, nous étions dans le creux de la vague en 1982, et l'avantage que nous avions acquis en 1981 nous a été très utile, mais les difficultés que nous avons connues en 1982 venaient en fait de notre propre marché. Nous nous sommes entretenus avec les autorités gouvernementales, et c'est justement ce que nous leur avons dit.

Ce qui s'est produit, c'est que le prix de marché de notre produit est demeuré à un certain niveau tandis que celui de la matière première a augmenté. Or, nos concurrents ont baissé leur prix, de sorte que, dans la dernière moitié de 1982, disons à partir de juillet et août, nous nous sommes trouvés en grave difficulté et incapables de nous en sortir. Depuis, nos prix ont connu une reprise. En ce qui concerne la Dow, ces chiffres représentent les pertes approximatives du secteur pétrochimique.

**Le sénateur Roblin:** Parlez-vous uniquement de la filiale canadienne?

[*Text*]

**Mr. Hay:** I am speaking of Dow Canada. It was perhaps $100 million in 1983. Now they may well be $40 million. This year the figure might be $20 million. What that says is that our prices have been improving, and the world is giving us more opportunity, but we are still not making the kind of profit that would encourage anybody to continue to invest in this industry in Canada. There is a feedstock element that is key to developing this industry in Canada.

**Senator Roblin:** As I see it, when the NEP started, you had the benefit of low prices, but then, after 1982, when the oil situation turned around, you had the benefit of high prices.

**Mr. Hay:** Yes.

**Senator Roblin:** Part of your complaint—and you say it in your brief—is allowing energy prices to respond rapidly to world market conditions. How do you visualize that happening? Right now the government does this, but it apparently does it so slowly and, if I may express my opinion, so poorly that it is always about a year and a half behind. We want a price rapidly responding to world market conditions. How do you do that?

**Mr. Hay:** Without being as precise as I think you would like us to be, when you say market-responsive, that is really what we are trying to say. What we mean is, in the case where we cannot take business on the U.S. west coast, we go to our supplier and say, if we cannot get a better price, we will not be using his gas. He then asks us to talk about it. That is how the business runs. In 1982, the price of our products was too high to compete, so all of us lost. The government lost revenue; the gas people lost sales; and we shut down. What we are looking at is a market where our suppliers and ourselves will all work towards similar goals.

**Senator Roblin:** I have difficulty envisaging how this would apply to your industry and not apply to all the other people that use gas from the Canadian source.

**Mr. Hay:** I think it would apply to industry.

**Senator Roblin:** You are really saying that this market situation should only be applied to the export industry?

**Mr. Hay:** No, I think industry. I think it has the same effect in strengthening our domestic industries. We are an exporter and we do not have the huge tariff walls that everyone works behind. The industry, staying with gas priced at a competitive price or a market-related price, is negotiable by other industries who use it other than our own.

[*Traduction*]

**M. Hay:** Je parle de Dow Canada. Les pertes étaient peut-être de 100 millions en 1983, tandis qu'actuellement, elles atteignent sans doute 40 millions et, pour l'année en cours, elles seront peut-être de 20 millions. C'est donc dire que nos prix se sont améliorés et que nous arrivons mieux à soutenir la concurrence sur les marchés mondiaux, mais nous n'arrivons toujours pas à réaliser le genre de bénéfices susceptibles d'attirer les investissements dans cette industrie au Canada. Or, la charge d'alimentation constitue un élément clé du développement de cette industrie au Canada.

**Le sénateur Roblin:** On peut donc dire que, lorsque le PEN a été mis sur pied, vous étiez avantagés par vos prix peu élevés, tandis qu'après 1982, lors du revirement pétrolier, ce sont vos prix élevés qui vous avantageaient.

**M. Hay:** Oui.

**Le sénateur Roblin:** Vous voudriez, d'après ce que vous dites dans votre mémoire, que les prix énergétiques puissent refléter rapidement les conditions du marché mondial. Comment cela pourrait-il se faire, d'après vous? À l'heure actuelle, c'est le gouvernement qui s'en charge, mais il semble qu'il le fasse si lentement et, si je puis dire, si imparfaitement, qu'il accuse toujours environ un an et demi de retard. Nous voulons un prix qui s'aligne rapidement sur les conditions du marché mondial. Comment pouvons-nous y arriver, d'après vous?

**M. Hay:** Sans être aussi précis que vous le souhaiteriez sans doute, je dirais que ce que nous prônons en fait, c'est la détermination par le marché. Par là, nous entendons que, si nous n'arrivons pas, par exemple, à percer le marché de la côte ouest des États-Unis, nous mettons notre fournisseur en demeure de nous donner un meilleur prix, faute de quoi nous allons cesser de lui acheter son gaz. Celui-ci nous demande alors d'en discuter. C'est ainsi que les choses se passent en affaires. En 1982, nos produits se vendaient à un prix trop élevé pour soutenir la concurrence, alors nous avons tous été perdants: le gouvernement a perdu des revenus, les fournisseurs de gaz ont perdu des ventes; et nous, nous avons fermé nos usines. Ce que nous recherchons, c'est un marché dans lequel nos fournisseurs et nous-mêmes travaillons tous ensemble pour atteindre les mêmes objectifs.

**Le sénateur Roblin:** J'ai du mal à voir comment cette façon de faire pourrait s'appliquer à votre industrie seulement et non pas à tous les autres usagers du gaz canadien.

**M. Hay:** Je crois qu'elle s'appliquerait à l'industrie seulement.

**Le sénateur Roblin:** Vous voulez dire que le régime de détermination par le marché ne devrait s'appliquer qu'à l'industrie des exportations?

**M. Hay:** Non, je pense à l'industrie dans son ensemble. Je crois qu'elle renforce également les industries du pays. Notre industrie exporte ses produits et n'est pas assujettie aux barrières tarifaires imposées à tout le monde. L'industrie, en maintenant le prix du gaz à un niveau concurrentiel ou adapté au cours du marché, subira les pressions d'autres industries qui utilisent du gaz provenant d'une source autre que la nôtre.

[*Text*]

**Senator Roblin:** Are you talking about industries which use gas as a raw materiel and not as a source of energy?

**Mr. Hay:** Both, because I have trouble making that distinction. We use gas to make electric power and to make chlorine. I have a hard time distinguishing whether it is energy of feedstock. I think a similar argument applies to steel or pulp and paper. If it is assisting in the manufacture of a product, I do not think there is a difference.

**Senator Bell:** Following on that, I cannot understand what freedom of action the gas producer has.

**Mr. Hay:** He has none today.

**Senator Bell:** You mentioned a figure of 14 per cent as being his netback.

**Mr. Hay:** I should have said, in the absence of some of this taxation, then there is room for us to negotiate. If we are having a good year, then he can make the right contract. Right now it is done through the tax load.

**Senator Bell:** Would you say that the Canadian petrochemical industry is a high-cost industry compared to your international competition?

**Mr. Hay:** Our feedstock is higher-priced and is not responsive, as I was describing. When the NEP first started, it was competitive, but it has not maintained its competitive position as compared to feedstock. It is a capital-intensive industry. Building plants in Canada cost more money because you have to put in deeper foundations, instal insulation, and all those kinds of things. However, we are competitive. Dow ships to 42 countries and competes against world competitors for different products. It is a competitive industry, but there is an opportunity here that we are not going to realize because I do not see any more investment unless we see a more responsive system for gas.

**Senator Bell:** What will be the situation in the future? You mentioned Saudi Arabia in your brief. Correct me if I am wrong, but my understanding is that the natural gas the Saudis are concerned with is that which is flared off from oil; in other words, it is thrown away. How can you compete with that?

**Mr. Hay:** It is flared, and to capture it and use it involves a capital cost. The price for Saudi Arabia starts somewhere around 50 cents. In due course, there will be increases over the next 10 years. We can compete with it because we have a very sophisticated market. We do not have to import our skills. We have spent a lot of effort in Canada in our education system in training people. We have expert people in any skill you care to name. We have an established industry. We have shown that we can ship and sell in the world markets with all the logistics involved in that.

[*Traduction*]

**Le sénateur Roblin:** Parlez-vous des industries qui utilisent le gaz comme matière première et non comme source d'énergie?

**M. Hay:** Les deux, parce que j'ai de la difficulté à établir cette distinction. Nous utilisons le gaz pour produire de l'électricité et fabriquer du chlore. Je ne sais pas vraiment s'il faut le considérer comme énergie ou charge d'alimentation. Je crois qu'on peut en dire autant de l'acier ou des pâtes et papier. Si le gaz entre dans la fabrication d'un produit, je ne crois pas qu'il y ait de différence à faire.

**Le sénateur Bell:** Cela dit, je n'arrive pas à voir de quelle liberté d'action dispose le producteur de gaz.

**M. Hay:** Il n'en n'a aucune aujourd'hui.

**Le sénateur Bell:** Vous avez parlé de 14 p. 100 comme de son revenu net.

**M. Hay:** J'aurais dû dire que nous sommes en mesure de négocier lorsqu'une partie de ces impôts n'est pas perçue. Les bonnes années, nous pouvons conclure un contrat à notre avantage. Pour l'instant, les contrats sont négociés sur la base de la charge fiscale.

**Le sénateur Bell:** Diriez-vous que les coûts de l'industrie pétrochimique canadienne sont élevés par rapport à ceux des industries qui vous font concurrence sur la scène internationale?

**M. Hay:** Notre stock d'alimentation est plus coûteux mais n'est pas sensible aux fluctuations du marché, comme je l'ai déjà dit. Lorsque le PEN a été lancé, notre industrie était concurrentielle mais n'est pas parvenue à le rester, du moins pas pour ce qui concerne le stock d'alimentation. C'est une industrie capitalistique. Il en coûte plus cher pour construire des usines au Canada, étant donné qu'il faut creuser plus profondément, installer de l'isolant et ainsi de suite. Toutefois, notre industrie est concurrentielle. La Dow fait affaire avec 42 pays et soutient une concurrence mondiale à l'égard de différents produits. Nous râterons toutefois une occasion parce que je ne vois à l'horizon aucun accroissement des investissements. Il faudrait assouplir notre système pour que le gaz puisse répondre aux fluctuations du marché.

**Le sénateur Bell:** Qu'est ce que l'avenir nous réserve? Vous avez parlé de l'Arabie Saoudite dans votre mémoire. Corrigez-moi si je me trompe, mais si j'ai bien compris, le gaz naturel qui préoccupe les Saoudiens, c'est celui qui est brûlé à la torche, autrement dit, le gaz que l'on jette. De quelle façon pouvez-vous soutenir la concurrence?

**M. Hay:** Le gaz est brûlé à la torche. Pour le récupérer et l'utiliser, il faut investir de l'argent. Le prix du gaz produit en Arabie Saoudite commence à environ 50 cents, et il augmentera au cours des dix prochaines années. Nous pouvons soutenir la concurrence parce que notre marché est hautement perfectionné. Nous n'avons pas besoin d'importer nos compétences. Nous avons déployé beaucoup d'efforts au Canada pour former des spécialistes. Nous avons des spécialistes dans tous les domaines imaginables. Notre industrie est bien établie. Nous avons démontré que nous pouvons livrer notre produit sur les marchés mondiaux et le vendre avec toute la logistique que cela suppose.

[*Text*]

Saudi Arabia starts with nothing, and the capital costs in Saudi Arabia would be double or more what they are here because of all the work they have to do to build and operate. They have no infrastructure and little domestic market.

**Senator Bell:** What impediments has Dow encountered in negotiating a new price structure within the National Energy Program?

**Mr. Hay:** We have been unable to make the case of a very complicated industry understood well enough for people to respond to it.

**Senator Bell:** You are referring to the broad spectrum?

**Mr. Hay:** The whole industry. As you know, we have had a task force which has been working very hard with governments and other industries to try to help them understand our industry. Perhaps our biggest problem is that at the end, when we are all finished, there is no car or chair or anything anyone can put hands on. One of our problems is explaining our industry so people will understand that this is a tremendous opportunity. It is a big industry which is very important to Canada. The price of gas is not determined with any of that in mind, so that is the impediment.

**Senator Bell:** So you are working on it.

**Mr. Hay:** We are working on it, but I cannot say how successful we are.

**Senator Bell:** I think you have done a marvellous job of explaining some of this to us. As one of my colleagues mentioned, we will have to filter the information and allow it to sink in.

**Senator Kelly:** You mentioned earlier that there is a 15 per cent margin in the hands of the seller—the deliverer.

**Mr. Hay:** Right.

**Senator Kelly:** What would happen if the government decided to deregulate totally? The distribution company closest to your plant has its plant, and you went into that scene. There you have all of the interested parties. The producer wants to see the gas sold; the pipeliner wants to fill his pipeline; the distribution company wants to fill its pipes and get it out to any class of user. Do you feel that you could get what you want out of that mix, if there were no regulation?

**Mr. Hay:** I really have trouble answering "no regulation". In Canada it is hard to visualize how we could do all the things we want to do, since we go east and west, in creating the environment we want in Canada. From Dow's point of view, we could react to that on the energy side. But it would be difficult for the energy and utility companies to react to it, because they had invested under some kind of regulated environment. So our view is that it is going to be a gradual thing, that we should work our way by taking off the first and second layers, and see how we do, rather than jump in the middle. There is an argument that says "Let us stop here and jump in the middle". I have some difficulty with that. I don't know how we would do that. There are too many people who are committed, particu-

[*Traduction*]

Les Saoudiens commencent à zéro; les dépenses d'investissement seraient en Arabie Saoudite le double sinon plus de ce qu'elles ont été ici étant donné l'infrastructure et l'exploitation requis. Ils n'ont aucune infrastructure et ne disposent que d'un marché national réduit.

**Le sénateur Bell:** A quels obstacles la Dow s'est-elle heurtée lorsqu'elle a négocié une nouvelle structure tarifaire dans le cadre du programme énergétique national?

**M. Hay:** Nos déclarations sur l'opportunité d'avoir une industrie très complexe n'ont pas suscité de réactions.

**Le sénateur Bell:** Vous faites allusion à toute l'industrie?

**M. Hay:** Oui. Comme vous le savez, nous avions mis sur pied un groupe de travail qui a tenté de faire comprendre aux gouvernements et à d'autres industries la nature de notre industrie. Mais nous ne parvenons pas à expliquer aux gens que notre industrie offre d'énormes possibilités. C'est une industrie d'envergure qui revêt une très grande importance pour le Canada. On ne tient compte d'aucun de ces critères lorsqu'on fixe le prix du gaz. C'est là le problème.

**Le sénateur Bell:** Vous y travaillez donc.

**M. Hay:** Nous y travaillons, mais je ne saurais dire dans quelle mesure nos efforts portent fruit.

**Le sénateur Bell:** Je crois que vous avez réussi à nous éclairer. Comme un de mes collègues l'a signalé, il nous faudra épurer les renseignements et nous en imprégner.

**Le sénateur Kelly:** Vous avez mentionné plus tôt que la marge du vendeur était de 15 p. 100.

**M. Hay:** Exact.

**Le sénateur Kelly:** Qu'arriverait-il si le gouvernement décidait aujourd'hui de supprimer toute réglementation? La société de distribution la plus rapprochée de votre usine a sa propre usine; vous êtes entrés en jeu, si bien que les parties intéressées se retrouvent toutes sur la même scène. Le producteur veut voir le gaz vendu, le propriétaire du pipe-line veut que du gaz y circule, la société de distribution veut remplir ses canalisations et vendre le gaz à n'importe quelle sorte d'usager. Croyez-vous que vous pourriez obtenir ce que vous voulez sans réglementation?

**M. Hay:** J'ai de la difficulté à répondre à une question relative à l'absence totale de réglementation. Au Canada, il est difficile d'imaginer de quelle façon nous pourrions faire toutes les choses que nous voulons, étant donné que nous passons de l'est à l'ouest, en créant l'environnement que nous voulons. Selon la Dow, l'industrie énergétique pourrait réagir à cela. Il serait toutefois difficile pour les entreprises qui utilisent l'énergie et pour les services publics d'y réagir, étant donné qu'ils ont investi alors que l'industrie faisait l'objet d'une certaine réglementation. Nous estimons donc que les choses se feront graduellement et que nous devrions faire notre part en amorçant le mouvement tout doucement afin de voir ce qui se passera, et non en plongeant tête la première. C'est l'argument invoqué

[*Text*]

larly in the energy industry, under the present system and who need time to understand how to get out of the current system.

**Senator Kelly:** If your model is correct, then you are suggesting that the other elements in the mix—the pipeline companies, the producers and the utilities—will not see as clearly as you do what the benefits would be for them from this increase in demand that you feel would exist. I am not trying to destroy your argument. You are not really saying you want the market system solely to be considered. What you want is a different regulation. You want regulation, but 15 per cent down.

**Mr. Hay:** We want a system in which commercial negotiation supplants regulation. That is not really a deregulated system. Let us take exports. There is a whole question about regulation of exports: How much are we going to regulate the export of the raw materials we could use in Canada? There are those kinds of questions. But in the domestic marketplace, we should be moving as rapidly as we can to the kind of environment you are talking about, because the marketplaces of the world are moving, so fast, and trade is so important to us, that regulations do not deal with price and volume. Perhaps that is another way of saying it.

**Mr. Dean Clay, Chief, Science and Technology Division, Research Branch, Library of Parliament:** In the petro-chemical industry task force report, which I assume, is based on 1983 data, given the publication date, it states that the petrochemical industry is currently using about 14 per cent of the gas which is consumed in Canada. In your remarks today, you indicated that by the end of the year you would probably be taking up about 23.5 per cent.

**Mr. Hay:** Yes. There are two problems here. One is data. Whether it is 14 per cent of 16 per cent, our numbers start at 16 per cent as being the current capacity consumption; and 14 per cent may reflect the actual consumption for not running at capacity. The next question is: Alberta Gas Ethylene number two comes on. It is roughly 4 per cent of the Canadian domestic market, which gets you to 20 per cent. Since we have prepared all those numbers, we have had a new set of numbers. That is why I said we have a difference of 20 per cent and 23.5 per cent. Those are actually new sets of numbers. The big difference in your question is how do we get the 20 from 14? That is primarily Alberta gas ethylene running at capacity?

**Mr. Clay:** But that is also a consumption figure. So obviously you are marketing petrochemicals on a substantially larger scale, say, at the end of this year, than you were perhaps a year or a year and a half ago. Where is that increased demand coming from—domestic markets or international markets?

**Mr. Hay:** It is hard for me to respond for the whole industry, but the rate of growth of our exports, from the recession, is

[*Traduction*]

par certains. J'ai de la difficulté à accepter cela. Je ne vois pas pourquoi nous le ferions. Il y a trop de gens qui sont en cause, surtout dans le secteur énergétique, et qui ont besoin de temps pour comprendre comment se soustraire au système actuel.

**Le sénateur Kelly:** Si votre modèle est pertinent, vous prétendez alors que les autres composantes—les sociétés de pipeline, les producteurs, les services publics—ne verront pas aussi clairement que vous les avantages qui découleraient de cette hausse prévue de la demande. Je ne tente pas de réfuter votre argument. Vous ne voulez pas que l'on étudie simplement le système de marchés. Ce que voulez, c'est une réglementation différente. Vous voulez une réglementation, mais une baisse de 15 p. 100.

**M. Hay:** Je crois que nous voulons un système où la négociation commerciale l'emporterait sur la réglementation. Il ne s'agit pas vraiment d'un système déréglementé. Prenons par exemple les exportations. Une question se pose au sujet de la réglementation des exportations: jusqu'à quel point allons-nous réglementer l'exportation des matières premières que nous pourrions utiliser au Canada? Voilà le genre de questions qu'on se pose. Sur notre marché, je crois que nous devrions nous diriger le plus rapidement possible vers le genre d'environnement dont vous parlez, car les marchés mondiaux évoluent si rapidement et le commerce revêt pour nous une importance tellement grande que les règlements ne portent ni sur les prix ni sur les volumes. C'est peut-être une autre façon de définir la situation.

**M. Dean Clay, chef, division de la science et de la technologie, direction de la recherche, bibliothèque du Parlement:** Dans le rapport du Groupe de travail de l'industrie pétrochimique, lequel je suppose est fondé sur des données de 1983, compte tenu de sa date de publication, il est dit que l'industrie pétrochimique utilise à l'heure actuelle 14 p. 100 du gaz qui est consommé au Canada. Dans les remarques que vous avez faites aujourd'hui, vous avez dit que d'ici la fin de 1984, vous en utiliseriez probablement environ 23,5 p. 100.

**M. Hay:** Oui, il y a ici deux problèmes. Le premier concerne les données. D'après nos chiffres, 16 p. 100 serait la capacité actuelle de consommation et 14 p. 100 la consommation réelle, étant donné que nous ne fonctionnons pas à plein rendement. Le second aspect est le suivant: L'Alberta Gas Etylene, qui intervient pour environ 4 p. 100 du marché national, ce qui nous amène à 20 p. 100. Depuis que nous avons préparé ces chiffres, une autre série de données a été publiée. C'est la raison pour laquelle j'ai dit que nous avons des différences de 20 p. 100 et de 23.5 p. 100. Il s'agit en fait de nouveaux chiffres. Vous voulez savoir comment nous passons de 14 à 20? C'est le pourcentage que nous obtiendrions si nous exploitions pleinement l'Alberta Gas Ethylene.

**M. Clay:** Mais il s'agit également d'un chiffre concernant la consommation. De toute évidence, vous commercialiserez les produits pétrochimiques sur une échelle beaucoup plus grande, à la fin de l'année que vous ne le faisiez il y a un an ou un an et demi. D'où la croissance de la demande provient-elle? Des marchés intérieurs ou des marchés internationaux?

**M. Hay:** Il est difficile pour moi de répondre au nom de l'industrie, mais le taux de croissance de nos exportations

[*Text*]

more rapid in terms of volume than the Canadian one, although the Canadian market, for the fourth quarter and the first quarter this year, has been responding quite well in terms of volume gains.

**Mr. Clay:** On the surface, that seems to be a fairly remarkable increase in your use of natural gas for petrochemical manufacture. Some people would probably advance the argument against you that in requesting this deregulation of price, you are responding to a transient economic situation, a temporary downturn in the petrochemical market. A year or two down the road, where do you see your industry being, if the price is not deregulated?

**Mr. Hay:** That is a very good point. The 4 per cent of the increase is a capital project that was committed prior to the recession. In fact, Dow is part of that commitment, in terms of committing for ethylene. We are not building sufficient capacity to consume that ethylene. We will pay a penalty of 10 cents per pound for ethylene we do not take, because of the current gas pricing situation. The second point, about the gas consumption change, is that if you are in place, in the world's chemical industry, and operating, you try to run at some incremental environment, and perhaps you get to sell your material at some incremental costs, but it is not giving you a return or even giving you back your depreciation—which has been the case for us in the past while. I believe that the rate of increase is going to stop now, because there will not be capital investment under the present circumstance. So this industry, because it is here, and because it has spent all of this capital, will have to run—certainly the gas station industry.

**Mr. Clay:** So you are prepared to run at a loss, if necessary, to avoid having to pay these penalty clauses in your contracts?

**Mr. Hay:** Yes. It is capital intensive industry; so there is a depreciation component, and you get to be talking about cash flow.

**Mr. Clay:** Again, the task force report suggests, based on the 1982 figures, that about one-third of the industry's sales were foreign. Would 1982 have been a typical year—about a third of the industry's sales were foreign and two-thirds domestic?

**Mr. Hay:** Yes; although I think there was an increase in that year. It has been around 30 per cent to 35 per cent for the past several years. Our own company, when we brought onstream in late 1979 and 1980, increased our exports from about 10 per cent of our produced material to 30 per cent.

**Mr. Clay:** Looking ahead over the next year or two, where do you see the major increase in your sales coming from—the domestic or international markets?

**Mr. Hay:** The way we are operating—and everyone has a different view—is that we go into the export market with a view that we will gradually work that back into the Canadian domestic market—for instance in a product that came onstream in 1979; and we have gradually reduced our export. However, in a product such as ethylene-glycol, which is the component of anti-freeze, we will be exporting about the same

[*Traduction*]

depuis la récession est plus rapide que celui de nos ventes sur le marché intérieur, bien que le marché canadien, pour le quatrième trimestre de l'an dernier et le premier trimestre de cette année, ait très bien réagi en termes d'augmentations de volume.

**M. Clay:** A première vue, vous semblez avoir remarquablement accru votre utilisation de gaz naturel pour la fabrication des produits pétrochimiques. D'aucuns oseraient probablement soutenir qu'en demandant cette déréglementation des prix, vous réagissez à une situation économique passagère, à un ralentissement temporaire du marché des produits pétrochimiques. D'ici un ou deux ans, où voyez-vous votre industrie, si le prix ne fait pas l'objet d'une déréglementation?

**M. Hay:** Voilà une très bonne question. Les 4 p. 100 correspondent à un projet d'investissement auquel nous étions engagés avant la récession. En fait, la Dow s'est engagée à utiliser l'éthylène. En raison des méthodes actuelles de fixation des prix du gaz, nous devrons verser une amende de 10c. la livre d'éthylène non utilisée. Le deuxième point concernant les changements relatifs à la consommation de gaz est le suivant: si vous occupez une place dans l'industrie mondiale des produits chimiques et que vous tentiez de réaliser des bénéfices, il se peut que vous parveniez à vendre vos produits en tenant compte de vos coûts marginaux. Vous ne réalisez toutefois aucun bénéfice ni ne récupérez votre amortissement, ce qui a été le cas pour nous ces dernières années. Je crois que la hausse cessera étant donné que personne n'investi dans ce secteur à l'heure actuelle. Cette industrie, parce qu'elle existe et parce qu'elle a dépensé tous ces capitaux, devra fonctionner—l'industrie des stations service fonctionnera, elle, à coup sûr.

**M. Clay:** Vous êtes donc prêt à subir des pertes au besoin pour éviter d'avoir à payer les pénalités prévues dans vos contrats?

**M. Hay:** Oui. C'est une industrie capitalistique qui, par conséquent, comporte un élément d'amortissement. Il vous faut parler de marge brute d'autofinancement.

**M. Clay:** Une fois de plus, le rapport du groupe de travail laisse supposer, si l'on se fonde sur les chiffres de 1982, qu'environ un tiers des ventes de l'industrie se fait à l'étranger. S'agirait-il d'une année type—un tiers des ventes aurait été fait à l'étranger et deux tiers au pays?

**M. Hay:** Oui; bien que je crois qu'il y a eu une augmentation cette année-là. Le pourcentage a oscillé entre 30 et 35 ces dernières années. Notre propre entreprise, qui s'est lancée dans la production à la fin de 1970 et début de 1980, a fait passer ses exportations de 10 à 30 p. 100.

**M. Clay:** Pour les deux prochaines années, à quel secteur attribuera-t-on surtout l'accroissement de vos ventes: au marché national ou aux marchés internationaux?

**M. Hay:** Au rythme actuel—et tout le monde n'est pas d'accord avec ce point de vue—nous nous lançons sur le marché de l'exportation en songeant à récupérer graduellement le marché canadien avec, par exemple, un produit que nous avons lancé en 1979. Nous avons graduellement réduit nos exportations. Toutefois, pour un produit comme le glycol, une composante de l'antigel, nous exporterons la même quantité pendant

[*Text*]

for quite a long time period, because that is not a growth market. We are not building enough to use all of the ethylene, but we are building a polyethylene plant in Alberta, and about half of that will be exported. So, in a sense, we will show some increase in exports in 1986, and then a decrease again until we build our next plant.

**Mr. Clay:** What would be the typical length of a sales contract that you will sign?

**Mr. Hay:** There are all kinds of contracts. We would like to have some kind of market arrangement, some kind of contractual commitment. I don't really know how to answer that. It could be from one to five years, and some as long as 10. There are various arrangements.

**Mr. Clay:** Was it not an advantage under a regulated price system to have that stability in price?

**Mr. Hay:** In saying contract length, I did not mean that the price would be fixed. There may be some that have the price fixed for that period, but in our industry it is much shorter than that—quarterly, or something like that.

**Senator Roblin:** Is is quarterly?

**Mr. Hay:** As we say in plastics, frequently. The price response is very good in the plastics industry. The market in Canada is very sophisticated; it is related to world prices. Thus, prices move rapidly.

**Mr. Clay:** One of the arguments made in the material you have submitted to us is that Canada is losing out by simply attempting to sell resources, such as natural gas, in the export in an unprocessed fashion and that we are losing all the value added which we would gain from using a progressively larger share of these petrochemicals. There are several points of view with respect to what we should be doing with our gas resources. There is your view which suggests processing as much of it as possible. There is the point of view espoused by the producers, and by some governments, that we should sell as much natural gas to the United States as possible and perhaps even liquify some and sell it as a fuel in other markets. I take it this is a philosophical approach with which you would not have too much sympathy?

**Mr. Hay:** I think otherwise. I do not think that we are mutually exclusive in this matter. Our view is we should ensure our resources are utilized for the growth of our industries. However, I do not think we are speaking about enough to be really excluding those other options.

**Senator Roblin:** In other words, you have lots of gas?

**Mr. Hay:** We have lots of gas. In the long run, our industry depends upon a strong energy use.

**Mr. Clay:** So you would also be happy with the current push on the part of the government to substitute natural gas for oil as much as possible within Canada in order to reduce our strategic dependence on the world oil market?

[*Traduction*]

un bon moment étant donné que nous avons affaire à un marché stationnaire. Nous ne construisons pas suffisamment pour utiliser tout l'éthylène, mais nous construisons une usine de polyéthylène en Alberta. Environ la moitié de la production de cette dernière sera exportée. En un sens, donc, nous connaîtrons un léger accroissement de nos exportations en 1986, lesquelles diminueront de nouveau tant que nous ne construirons pas d'usine.

**M. Clay:** Quelle serait la durée type d'un contrat que vous signeriez?

**M. Hay:** Il y a divers types de contrats. Nous aimerions en arriver à une entente commerciale, à un engagement contractuel. Je ne sais vraiment pas comment répondre à cette question. Le contrat pourrait varier entre un et cinq ans et porter même sur dix ans. Il y a divers types d'ententes.

**M. Clay:** La réglementation ne permettait-elle pas d'assurer une stabilité des prix.

**M. Hay:** En parlant de durée de contrat, je ne voulais pas dire que le prix serait fixe. Il se peut que certains contrats prévoient la fixation d'un prix pour la durée du contract. Dans le cas de notre industrie, c'est beaucoup plus court que cela—un prix fixé trimestriellement ou quelque chose du genre.

**Le sénateur Roblin:** Trimestriellement?

**M. Hay:** Comme nous disons dans les plastiques, fréquemment. Dans l'industrie des plastiques la réaction aux prix est très bonne. Le marché canadien est très complexe; il est lié aux prix mondiaux. C'est la raison pour laquelle les prix fluctuent tellement.

**M. Clay:** Vous prétendez notamment, d'après les documents que vous nous avez présentés, que le Canada est perdant tout simplement parce qu'il tente de vendre sous forme brute sur les marchés d'exportation des ressources comme le gaz naturel, et que nous perdons toute la plus-value que nous obtiendrions en utilisant de plus en plus de ces produits pétrochimiques. Les opinions diffèrent sur la façon dont nous devrions exploiter nos ressources gazières. Nous estimons quant à nous qu'il faudrait dans la mesure du possible les transformer. D'autres producteurs et certains gouvernements estiment que nous devrions vendre le plus possible de gaz naturel aux États-Unis, en liquéfier peut-être une certaine partie et vendre ce produit comme combustible sur d'autres marchés. Je suppose que vous n'êtes pas tout à fait d'accord avec cette optique?

**M. Hay:** En effet. Nous estimons qu'il faudrait utiliser nos ressources pour assurer l'essor de nos industries. Je ne crois pas toutefois que nous en parlions au point d'exclure vraiment ces autres options.

**Le sénateur Roblin:** Autrement dit, vous avez beaucoup de gaz.

**M. Hay:** Nous en avons beaucoup. À long terme, notre industrie dépend d'une intense utilisation de l'énergie.

**M. Clay:** Vous seriez donc heureux que le gouvernement continue d'inciter les gens à utiliser le gaz plutôt que le pétrole, dans la mesure du possible, afin de diminuer notre dépendance stratégique envers les marchés mondiaux du pétrole.

[*Text*]

**Mr. Hay:** This boils down to the question of how the price is set and how it is negotiated. As far as utilizing the gas, we do not have a problem.

**Mr. Clay:** Another point you make is that a fraction of the petrochemical industry today is based on petrochemical manufacture from crude oil. I believe something in the order of 5 per cent of Canada's crude on production goes into petrochemical manufacture today. You argue this industry should be shifted progressively more toward gas-based petrochemical manufacturing. To what extent is that possible? Are there any important petrochemical groups which can only be derived from crude oil; or can natural gas takeover most of that industry?

**Mr. Hay:** Let me answer the last part of your question first. There are petrochemicals which require other feedstocks, such as naphtha and gas oil which are derived from crude oil. I am speaking now of benzene and xylene which are members of the aromatic family. Plastic polystyrene is one of the plastics made from styrene, which has benzene in it. So there are a number of items made in refineries. There are also some isobutylenes which are made in higher quantities in naphtha than from butane. Butane could be another feedstock. Our view is yes, it is true, certain of these materials will require feedstocks other than ethane and that we will have to use something other than ethylene.

On the other hand, Canada's economy and structure does not allow for the growing of all coal products in all directions simultaneously. The ethylene line is the best line for our future. As part of the task force recommendations, we recommended a measure which would permit the oil-based people to grow to a 50 per cent minimum replacement of crude oil using propane and butanes. We feel that is a way for them to operate on what is really a gas-based feedstock, propane and butane being recovered from gas the same as ethane. I feel it is important to note that these recommendations were structured around a three year timeframe within which they could carry this out. In the case of crude oil, propane, butane, as well as gas, we are talking about commercial market prices.

**Mr. Clay:** That is an area in which the resource is more limited and in which there might conceivably be more competition, if the proponents of using propane and butane as a transportation fuel were successful in seeing that carried out on any broad scale.

**Mr. Hay:** Yes.

**Mr. Clay:** I have one last question. You noted in your opening remarks that the National Energy Program set in motion a trend to non-competitive gas prices. However, you stated subsequently that you were not in a bad competition position until the latter part of 1982. I assume from that, then, that the government's plan to reduce the parity price of gas from 80 per cent to 65 per cent of that of oil was essentially offsetting, or helping, you maintain a favourable price position until the gas market really collapsed in 1982?

[*Traduction*]

**M. Hay:** Cela nous ramène à la question de la fixation et de la négociation des prix. La question de l'utilisation du gaz ne nous pose aucun problème.

**M. Clay:** Un autre point que vous soulevez, c'est qu'une partie de l'industrie pétrochimique actuelle fabrique ses produits à partir de pétrole brut. Je crois qu'environ 5 p. 100 de la production canadienne de pétrole brut entre aujourd'hui dans la fabrication de produits pétrochimiques. Vous êtes d'avis que cette industrie devrait se tourner progressivement vers le gaz. Dans quelle mesure cela est-il possible? Y a-t-il des produits pétrochimiques qui ne peuvent être fabriqués qu'à partir de pétrole brut ou le gaz naturel pourrait-il servir à la fabrication de la plupart de ces produits?

**M. Hay:** Permettez-moi de répondre tout d'abord à la dernière partie de votre question. Il y a des produits pétrochimiques qui exigent d'autres charges d'alimentation, notamment le naphte et le gasoil, qui sont des dérivés du pétrole brut. Je parle maintenant du benzène et du xylène qui entrent dans la catégorie des aromatiques. Le polystyrène plastique est un des plastiques fabriqués à partir du styrène et qui contient du benzène. Un certain nombre de produits sont donc fabriqués dans les raffineries. Il y a également quelques isobutylènes qui sont fabriqués en plus grandes quantités à partir de naphte plutôt que de butane. Le butane pourrait être une autre source d'alimentation. Nous sommes d'avis qu'il est vrai que certaines de ces matières nécessiteront des charges d'alimentation autres que l'éthane et qu'il nous faudra utiliser un autre élément que l'éthylène.

D'autre part, l'économie et la structure du Canada ne permettent pas une exploitation maximale des divers produits du charbon. L'éthylène est la voie de l'avenir. Une partie de notre groupe de travail avait notamment recommandé une mesure qui permettrait aux industries utilisant le pétrole de fabriquer au moins la moitié de leurs produits à partir du propane et du butane. Nous croyons qu'elles pourraient ainsi fabriquer les produits à partir d'une source d'alimentation fondée sur le gaz, le propane et le butane étant, tout comme l'éthane, récupérés à partir du gaz. Je crois qu'il est important de remarquer que l'application de ces recommandations pourrait s'échelonner sur trois ans. Dans le cas du pétrole brut, du propane, du butane ainsi que du gaz, nous parlons de prix commerciaux.

**M. Clay:** Il s'agit d'un secteur où la ressource est plus limitée et où il pourrait y avoir vraisemblablement plus de concurrence si les partisans de l'utilisation du propane et du butane comme combustibles pour le transport réussissaient à faire accepter l'idée sur une grande échelle.

**M. Hay:** En effet.

**M. Clay:** Une dernière question. Vous avez fait déclaré dans vos remarques préliminaires que le Programme énergétique national avait favorisé la fixation de prix non concurrentiels pour le gaz. Vous avez toutefois dit plus tard que votre position concurrentielle ne s'était détériorée qu'à la fin de 1982. Je déduis de cela que le plan du gouvernement de faire passer le prix du gaz de 80 p. 100 à 65 p. 100 de celui du pétrole visait uniquement à vous offrir une compensation, à vous aider à maintenir vos prix à un niveau favorable, et ce, jusqu'à ce que le marché du gaz se soit effondré en 1982.

[*Text*]

**Mr. Hay:** I am not sure I heard the percentage clearly.

**Mr. Clay:** From 80 per cent to 65 per cent for the equivalent energy value for oil.

**Mr. Hay:** I think that is correct. However, I would like to repeat your question in order to make sure I have understood it correctly. You say that the government structure in the National Energy Program restated a gas position which was competitive at the time it was put into place. Yes, it was. The company commented that we had locked in a rigidity which was okay as long as everything kept going up. Again, that is really responsive to markets. Perhaps, it placed less pressure on all of us, however, from the energy side of things, and from our side, we could not recognize whatever in the world was going on in petrochemicals. Given the federal-provincial agreements, it then became a laborious job to try and alter the situation in order to fit it to changed world circumstances.

**The Acting Chairman:** Mr. Hay, on behalf the committee I would like to thank you and your associates for a very fine and informative presentation.

The Committee adjourned.

[*Traduction*]

**M. Hay:** Je ne suis pas certain d'avoir bien entendu le pourcentage.

**M. Clay:** De 80 à 65 p. 100 pour la valeur énergétique équivalente en pétrole.

**M. Hay:** C'est exact. Toutefois, j'aimerais répéter votre question afin d'être sûr de l'avoir bien comprise. Vous dites que le gouvernement, par le Programme énergétique national, a établi une politique gazière qui était concurrentielle au moment où elle a été mise en place. Vous avez raison. Nous avons déclaré que nous étions pris dans un careau, mais que ça irait tant que tout continuerait à augmenter. Une fois de plus, nous dependions vraiment des marchés. Il se peut que cela ait exercé sur nous moins de pression. Toutefois, nous ne pouvions expliquer ce qui se passait à l'échelle mondiale sur le marché des produits pétrochimiques. Les accords signés entre le gouvernement fédéral et les provinces, ont compliqué les choses et il a été difficile pour nous de tenter de nous adapter à la situation mondiale.

**Le président suppléant:** Monsieur Hay, au nom du Comité, j'aimerais vous remercier ainsi que vos associés de cet excellent exposé très instructif.

Le Comité suspend ses travaux.

# APPENDIX "ENR-5A"

SUBMISSION TO

THE STANDING SENATE COMMITTEE

ON

ENERGY AND NATURAL RESOURCES

REVIEW OF THE

NATIONAL ENERGY PROGRAM

BY

DOW CHEMICAL CANADA INC.

SARNIA, ONTARIO

APRIL 1984

C O N T E N T S

**Executive Summary**

**Introduction**

**Overview of Petrochemicals in Canada**

The Canadian Petrochemical Industry

Dow Canada and the Alberta Project

Ethylene: Petrochemical Building Block

Ethylene Manufacture: Gas or Oil?

**Impact of the NEP on Downstream Industry**

The Demand Side

Effects on Canada's Competitiveness

Effects on Petrochemical Investment

The Present Opportunity

Effects of Taxation Policies on Industrial Growth

**Macroeconomic Impacts of Feedstock Pricing**

**Conclusions**

## Executive Summary

Dow Chemical Canada Inc. appears before the Committee as a representative of the demand side of the energy business.

Canada's abundance of natural gas presents a unique opportunity to develop a strong, world-competitive petrochemical industry capable of upgrading this raw material into value-added petrochemical derivatives. This will create jobs in our industry, in the upstream industries, and in the downstream industries which convert these petrochemicals into finished products. It will generate economic growth and increase government revenues.

An outline of the Canadian Petrochemical Industry is given and of Dow's relationship to it. The manufacturing sequence from natural gas via ethane to ethylene and its derivatives is described.

The effects of the National Energy Program (NEP) on the gas-based petrochemical industry are discussed. It is argued that this industry would fare better with a market-responsive gas price to provide flexibility and recognize Canada's comparative advantage.

In support of this position, reference is made to a modelling study by an independent consultant. The study estimates the increase in natural gas demand flowing from a reduction in price to industrial users, and the generally expanded energy demand from the improved economy. The loss of government revenues from decreased unit taxes would be recaptured through increased economic activity.

The brief concludes by showing that competitive energy prices have historically led to a high level of economic activity. The model shows that upgrading resources creates jobs and ensures government revenues.

## Introduction

Donald Macdonald, chairman of the Royal Commission on the Economic Union and Development Prospects for Canada, considers jobs to be the number one priority. In commenting on the Commission's interim report released on April 16, he said Canadians must end their dependence on natural resource exports or face a drastic fall in their standard of living.

Dow Canada strongly concurs. In our view, Canada's abundance of natural resources should be used to develop a strong, world-competitive manufacturing sector which can provide jobs, generate prosperity and increase government revenue.

If we continue to regard our natural resources solely as a source of quick profits, we are selling ourselves short.

We have the natural resources, we have a highly educated, skilled workforce, we have modern production facilities -- we need to capitalize on every opportunity to harness our resources to downstream development. If we fail to get our act together and help ourselves with our own advantages, we deserve to have a lower standard of living. We shall also deserve the contempt of future generations, who will wonder why we were so incompetent at managing the affairs of the nation.

What has this got to do with the NEP? Canada has an abundance of natural gas, making us the envy of the world. We have a world-class petrochemical industry capable of upgrading this raw material into value-added petrochemical derivatives and creating jobs in this industry, in the upstream industries, and in the downstream industries which convert these petrochemicals into finished products.

Dow Canada is <u>not</u> looking for a regulated natural gas price which favors Canadian Industry. It is asking for the opportunity to sit down with the gas producers to negotiate a price structure that will benefit both our industries. If we are to weather the storms of a volatile world marketplace for our petrochemical products, we must develop a more flexible and marketplace-responsive interface between the gas producers and the gas

# Overview of Petrochemicals in Canada

## The Canadian Petrochemical Industry

Canada's petrochemical industry, securely based on our unique abundance of natural gas, hydroelectric power and minerals, is in the position to develop a worldwide market for a broad range of high value-added derivatives and downstream products.

For example, the value of the ethane in natural gas is multiplied up to 140 times by the time it has been converted into ethylene and ethylene derivatives which are then processed into finished products. That strategy generates substantial employment among suppliers and among the many downstream processors, distributors and retailers. For one job in the extraction of ethane for natural gas there are over one thousand jobs in the manufacture of downstream products†.

The petrochemical industry, while hardly visible to the public, is perhaps the most pervasive of all industries in Canada. Without its products Canadians would be deprived of virtually everything that contributes to their high standard of living. Major industries using chemical products include:

| | |
|---|---|
| Food and Beverages | Metal Products |
| Rubber and Plastics | Transportation Equipment |
| Textiles | Pulp and Paper |
| Forest Industry | Electrical and Electronic Products |
| Wood Products | Coal and Petroleum Products |
| Paper and Allied Products | Agriculture |
| Primary Metals | Pharmaceuticals |

During the 1971-81 period, the chemical industry's growth in real value added was more than twice the average of all manufacturing sectors. By 1981, basic chemicals had become the fifth-largest manufacturing sector in Canada and, in terms of value added, it ranked second only to pulp and paper.

more...

† The numbers cited are based on the sequence: ethane -- ethylene -- vinyl chloride -- polyvinyl chloride (PVC) -- fabricated plastic product, but the multiplier concept is generally applicable.

In the five-year period from 1976 to 1980, the chemical industry investment in new plants and equipment slightly exceeded a billion dollars a year -- well ahead of the food and beverage industry, paper and allied products, primary metal, petroleum, and coal products industries. Already chemical manufacturers earn more from export than do manufacturers of primary iron and steel. Moreover, preliminary and forecast data suggest that this level of capital investment by the chemical industry could continue, given the right policy environment.

There are good commercial reasons for this growth and this bullish belief in Canada's long-term future in chemicals. The chemical industry is pivotal. It has strong linkages with almost every other industry in Canada. The health of the chemical industry's customers is of vital importance to companies like Dow. And the health of our industry is just as critical to the future of all the industries we serve. We are interdependent.

Downstream users of chemicals are numerous and, for the most part, labor-intensive. Chemical manufacturers have taken many initiatives to help these customers grow. While export markets for chemicals are the key to efficient operations and growth, we must develop a strong domestic market too. Our industry offers Canadian customers the security of a domestic source of supply at competitive prices.

In the service industry area, the chemical industry's huge needs afford significant economic benefit for hundreds of small and medium-sized businesses. For every chemical industry job there are more than twice as many directly related jobs in the service and supply areas, not including major construction projects.

We're an important customer for natural gas. By the end of 1984 the petrochemical industry will account for 20 per cent of domestic gas demand. Not only is it the fastest growing market for natural gas -- it is a high quality market with constant demand, requiring no inventory or storage and no huge delivery system.

The Canadian chemical industry is firmly based on Canada's abundant resource position in hydrocarbons, hydroelectric power, and minerals. That's a comparative advantage no other industrial nation possesses, yet it has barely been exploited, even today.

Dow Canada and the Alberta Project

In 1942 the Government of Canada asked Dow to build and operate a styrene plant for the wartime synthetic rubber plant at Sarnia, Ontario (now Polysar Limited). After the war, Dow Canada established its own chemicals and plastics manufacturing plants in Sarnia.

With annual sales of over one billion dollars, Dow Canada is now the largest chemical company in Canada and, with assets of $1.6 billion, by far the largest in capital investment. That investment relates in large part to basic chemicals and plastics, primarily those made from ethylene.

Dow was the principal chemical industry player in establishing the ethylene-based petrochemical industry in Alberta, through long-term take-or-pay contracts and financial guarantees. This industry is based on ethane extracted from natural gas by a number of companies and converted to ethylene at the Alberta Gas Ethylene plant at Red Deer. That ethylene serves Dow facilities at Fort Saskatchewan, Alberta and in Sarnia, Ontario.

Dow's natural gas-based Alberta Project included:

- five extraction plants in Alberta to remove ethane from the province's natural gas streams;
- Alberta Gas Ethylene's first ethylene plant (1.2 billion pounds per year) at Red Deer, Alberta;
- several new world-scale ethylene derivative plants, other expansions and extensive new support facilities at Dow's Fort Saskatchewan site;
- a new Dow distribution centre at the Port of Vancouver for basic chemicals;
- the 1900-mile Cochin Pipeline to transport ethylene to Dow's plants in Sarnia.

Dow Canada's direct capital investment was $600 million; in addition, take-or-pay commitments and capital guarantees totalled a further $700 million. These moves, and investments by others that followed, made the Canadian market in petrochemicals extremely competitive.

At the same time, other companies have developed natural-gas-based plants making ammonia and methanol. A second ethylene plant at Red Deer will be completed in late 1984 -- a number of companies besides Dow will be involved in processing its output.

The purpose behind all this activity is to capitalize on Canada's huge excess of natural gas.

## Ethylene: Petrochemical Building Block

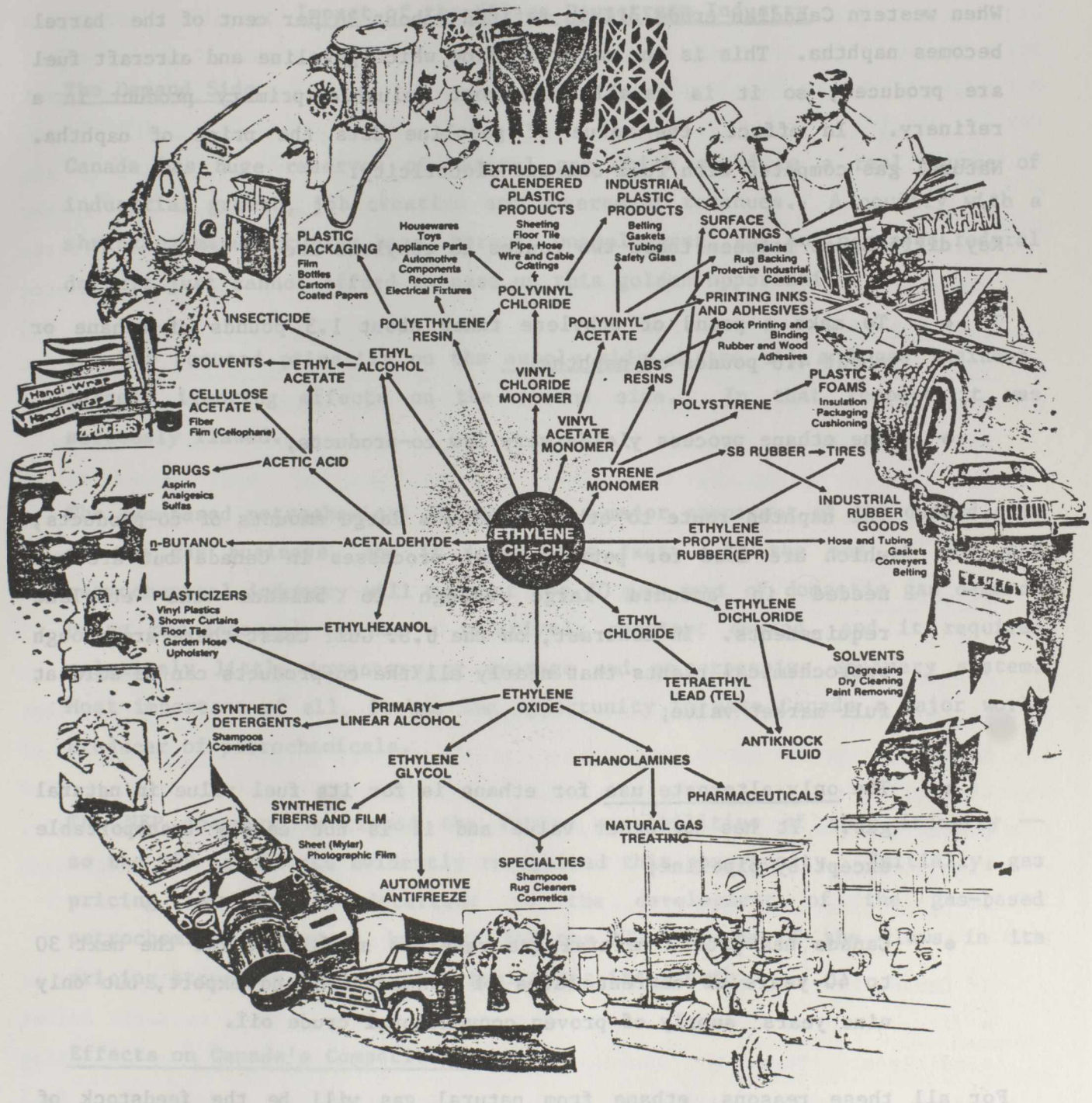
Ethylene is the world's most important and versatile building block for making petrochemicals. Hundreds of the articles and commodities we take for granted in everyday living are derived from ethylene (see The Ethylene Products "Tree" on pg. 9). Here are some examples:

| | |
|---|---|
| Plastics, such as | Automotive coolants (antifreeze) |
| Polyethylene | Brake fluids |
| Polystyrene | Detergents |
| Polyvinyl chloride (PVC) | Adhesives |
| Synthetic rubber | Gasoline anti-knock compounds |
| Man-made fibres | Paints |
| Refrigerants | Insecticides |

We are surrounded by ethylene-based petrochemical products.

## Ethylene Manufacture: Gas or Oil?

Ethylene can be made from ethane, a five-per-cent component of natural gas, or from naphtha, a primary product derived from crude oil. The ethane route offers considerable advantages if only ethylene is required.




## The Ethylene Products "Tree"

Ethylene is the world's most important petrochemical building block. Discovered by four Dutchmen in 1795, ethylene is a colorless gas with a faint, pleasant odor. It is produced from ethane, a component of natural gas, or from crude oil via a naptha cracker. Ethylene is reacted with other basic chemicals, such as benzene, propylene and chlorine, to produce chemical "intermediates". These in turn are combined with still other chemicals to produce a vast array of second-line derivatives which provide the raw materials for a multitude of end products that touch the daily lives of everyone. A few of these ethylene-dependent end uses are depicted around the perimeter of this diagram.

When western Canadian crude oil is refined, about 36 per cent of the barrel becomes naphtha. This is the material from which gasoline and aircraft fuel are produced, so it is usually the most valuable primary product in a refinery. In effect, the value of gasoline sets the price of naphtha. Natural gas competes with fuel oil and electricity.

Key differences between these two routes to ethylene are:

- To make a pound of ethylene takes about 1.3 pounds of ethane or about 4.6 pounds of naphtha;

- The ethane process yields very few co-products;

- The naphtha route to ethylene yields large amounts of co-products, which are used for petrochemical processes in Canada but are not needed in amounts large enough to balance the ethylene requirements. In contrast, on the U.S. Gulf Coast there are enough petrochemical plants that nearly all the co-products can be sold at full market value;

- The only alternate use for ethane is for its fuel value in natural gas. It has no other value and it is not easily transportable except by pipeline;

- Canada has proven natural gas reserves sufficient for the next 30 to 40 years at current rates of consumption and export, but only nine years' supply of proven conventional crude oil.

For all these reasons, ethane from natural gas will be the feedstock of choice for Canada for the rest of this century and beyond for producing this most important chemicals and plastics building block -- ethylene.

Propane and butane are other natural gas liquids that can be used to make ethylene. They are intermediate between ethane and naphtha in the amount of co-products they generate.

## Impact of the NEP on Downstream Industry

### The Demand Side

Canada has huge reserves of natural gas which could be a real source of industrial growth, job creation and government revenues. A country with a shrinking manufacturing base, chronic unemployment, and an increased federal deficit just cannot afford to pass up this golden opportunity.

The NEP focused primarily on the supply side of the oil and gas business, largely ignoring effects on the demand side. In that respect it was seriously flawed.

The gas-based petrochemical industry is a major component of the demand side of the gas business, and it is growing fast. By the end of 1984 the petrochemical industry will account for 20 per cent of domestic gas demand. Being non-seasonal it has a relatively constant demand, and it requires relatively little inventory or storage and no expensive delivery system. Most important of all, it has the opportunity to make Canada a major world producer of petrochemicals.

The NEP document mentioned the future possibilities of this industry -- so the NEP architects evidently recognized this opportunity. Initially, gas pricing was not a deterrent to the development of the gas-based petrochemical industry, but by 1982 the NEP because of the flaws in its pricing structure was actually inhibiting its growth.

### Effects on Canada's Competitiveness

The NEP and the subsequent 1981 agreement between the federal government and Alberta specified regularly staged increases for crude oil and natural gas. This approach to pricing may be acceptable in protected domestic markets like home heating and transportation fuel, but it can have disastrous effects on industries such as the petrochemical industry that must operate in a global marketplace.

Just how disastrous these effects can be was brought home to Alberta Gas Ethylene (AGE) and Dow Canada two years ago. The global petrochemical business slumped in 1982, the various ethylene feedstocks on the Gulf Coast following and sometimes even leading petrochemical prices downward. Ethane values on the Gulf Coast dropped down to about the BTU equivalent of the average natural gas. Producers preferred to sell ethane below cost rather than face the cost of pumping it back into fuel gas. Meanwhile Alberta ethane prices continued to increase, as preordained. As a result Alberta petrochemicals were non-competitive and AGE's Red Deer ethylene plant and some Dow facilities at Fort Saskatchewan were shut down for ten weeks. Everyone lost -- the respective governments lost tax and royalty payments and ultimately some income tax, the petrochemical industry had to cut back, and the gas producers lost about four per cent of their volume for a ten-week period.

## Effects on Petrochemical Investment

A number of major petrochemical projects planned by the industry in Western Canada were cancelled primarily because of the NEP. Some would argue that these investments would have been postponed anyway, because of the impact of the recession on petrochemical markets, but the fact that these planned projects have not been revived can certainly be attributed to the NEP. Significantly, similar projects are proceeding in Saudi Arabia and Indonesia -- other countries with a surplus of natural gas.

If Canada is to have a large domestic energy-related industry, there must be a firm policy of allowing energy prices to respond rapidly to world market conditions. Thus, the general thrust of policy must be towards making energy prices to industry more market-responsive. Achieving full market-responsiveness still involves changing major regulatory structures controlling the transportation and distribution of natural gas. Such adjustment would take some time to make.

At the very time when Canada had the greatest opportunity to become a world supplier of petrochemicals based on its abundance of natural gas, the inflexible pricing policies of the NEP compounded the seriousness of the recession. With our great advantage in available feedstock from natural gas we should have been able to make great gains and to solidify our position as a major world producer of petrochemicals. Instead, we were hammered by a pricing structure that not only deepened the recession for us but weakened our ability to permanently improve our market position.

As a result, new plant investments totalling at least three billion dollars were cancelled. World marketplace pressures might have delayed them, but most were cancelled primarily because Canada's energy pricing structure severely reduced their chances of success.

The Present Opportunity

The present policies have an even greater impact when viewed against the potential for the growth of gas-based industry in Canada.

The world's ethylene and ethylene derivatives industry is expected to require additional capacity by 1988/89, because of the recovery of demand to annual growth rates of two to four per cent and the restructuring of the industry. Already a major amount of ethylene-producing capacity has been shut down in Europe, Japan, and the U.S. Gulf Coast. Production has been moving to the hydrocarbon-rich nations of the world, particularly Saudi Arabia but also including Mexico and Indonesia. The requirement for additional capacity will exist even when the Saudi facilities come on stream in the next few years.

Canada has the hydrocarbon feedstock, the industrial development, established customers and a sophisticated domestic market. We should be the leading contender for this new investment, but we have to revise our system if we are to realize this opportunity. This decision is urgent because engineering and construction will take three years and establishment of the project a further one to two years. We shall miss the opportunity if we do not revise our basic pricing regimen for gas.

## Effect of Taxation Policies on Industrial Growth

The point at which resource taxes are collected is of fundamental significance. If economic development strategy is primarily oriented to resources, taxes are collected at the first point of sale, as is the case in Canada today. On the other hand, if the strategy is to build an industry to upgrade those resources, taxes should be collected downstream after value has been added. What results is a much larger tax base reflecting increased industrial activity driven by an improved competitive position. Added-value taxation also spurs resource development by reducing wellhead taxes and attracting investment.

An equitable method for shifting the point-of-taxation further downstream would remove an impediment to the growth of our industry and stimulate energy resource development.

When gas is exported, there is only one chance to collect taxes on it -- before it leaves the country. But if gas is upgraded there are many opportunities to tax it in downstream industries.

This very important distinction was overlooked by the architects of the NEP -- to the detriment of the Canadian petrochemical and gas industries.

The chart on p. 13 shows the breakdown of the Toronto natural gas price. We have a unique growth opportunity for both the energy and the petrochemical industry. Yet the energy industry's return is only a small fraction of the selling price of gas, while the price to the petrochemical industry is high, inflexible and does not respond to conditions in the petrochemical markets.

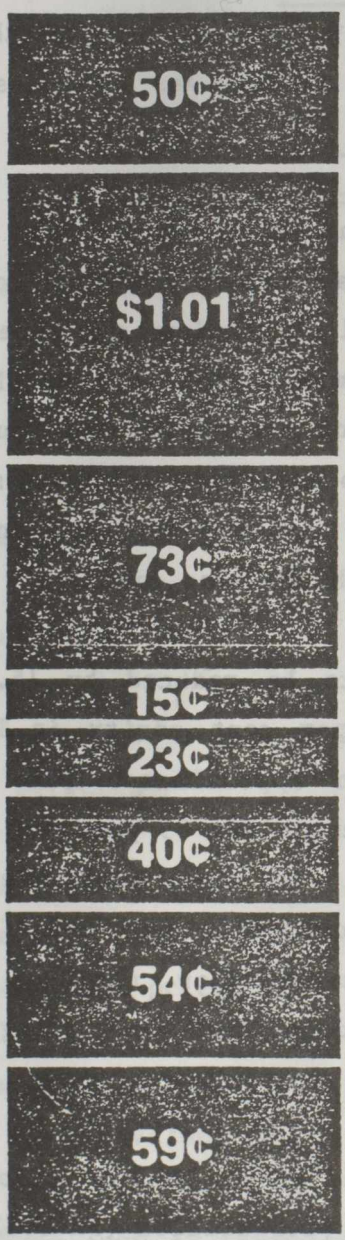
Quite obviously, regardless of the pricing scheme, there remains the question of whether the present total price is competitive. The present price is non-competitive based on these observations:

- Gas has lost market share in Canada's energy market in spite of our excess of supply;

- Gas is sold in the intra-Alberta market at considerable discounts off the Canadian price.

# TORONTO NATURAL GAS PRICE

## March 1984 — $4.15 per Million BTU




Wellhead to Alta. Border

Alta. Border to Toronto

Transportation

Alberta Royalty

Can. Ownership Tax

P.G.R.T.

Operating Cost

Income Taxes

Producer Net after Taxes and before Fin. & Dev.

## Macroeconomic Impacts of Feedstock Pricing

Macroeconomic modelling techniques are useful in predicting the effects of various stimuli on economic growth. The models constructed by Data Resources Inc., which are particularly suited for analyzing energy price/volume questions, have been used by Dow to examine the economy-wide impacts of a reduction in the price of natural gas to industrial users in Canada.

The methodology was identical to that employed in the recent impact assessment prepared for the Petrochemical Industry Task Force reporting to the Ministries of Regional Industrial Expansion and Energy Mines and Resources. The usual measures of economic health such as GNP, employment, income, trade balances and government revenues are outputs of the simulation. The general technique is to establish a base case forecast for the economy, then introduce a set of assumed changes and compare the resultant level of economic activity with the base case.

The industrial gas price was assumed to be reduced by 15.4 per cent -- equivalent to a change from 65 to 55 per cent parity in Toronto between natural gas and oil. This reduction approximates the feedstock cost situation that prevailed when Canadian crude was 85 per cent of world price and gas was at 65 per cent parity. In that environment significant additional Canadian capacity for petrochemicals was being planned. The global restructuring in which hydrocarbon-poor nations were reducing petrochemical capacity in favor of hydrocarbon- and energy-rich nations encouraged this direction.

This restored investment climate is reflected in our second assumption, namely, that an additional investment of $2.5 billion (in 1982 dollars) will result from the reduced gas price. This re-induced investment is assumed to consist of two fertilizer plants and an ethylene complex. Also credited to the gas price reduction is the economic output from continued operation of the existing oil-based petrochemical sector and full-capacity operation of the gas-based petrochemical sector (existing and under construction).

The increased levels of economic activity predicted to result from the reduction in gas pricing are detailed in the following table.

Predicted Effects of Gas Price Reduction
on Economic Growth
(millions of dollars, of the year)

| | Year | | | Cumulative to |
|---|---|---|---|---|
| | 1984 | 1990 | 2000 | 2000 |
| Gross National Product | 909 | 3,150 | 6,280 | 63,000 |
| Employment (thousands of jobs) | 22 | 27 | 27 | 460 |
| Balance of Payments | 520 | 773 | 1,731 | 12,000 |
| Government Revenues | 185 | 1,135 | 4,011 | 30,000 |
| Reduction in Government Deficits | (135) | 66 | 649 | 3,000 |

These increases in economic activity result about equally from the restored competitiveness of petrochemicals and from the growth of the economy due to lower industrial gas prices.

The effect on the GNP is fourteen times greater than would be realized by exporting of an equivalent amount of gas.

What governments lose in feedstock tax and royalty they more than recapture after the first year on higher volumes of gas and enlarged economic activity, resulting in modest but continuous reduction in the total deficits of all levels of governments. By the year 2000 the annual deficit reduction is 649 million and the cumulative reduction for the period 1984-2000 is three billion dollars.

## Conclusions

- Canada has a major opportunity to be a world supplier of petrochemical because of its large gas reserves;
- The present system of regulating and taxing natural gas in Canada prohibits exploitation of this opportunity to upgrade this natural resource;
- Canada should work towards a market-responsive gas marketing system for industrial gas users;
- Canada should immediately reduce the present gas price to more nearly approach market prices. This can be done most effectively by restructuring government revenue collection from the sale of natural gas.

# Economic Model

| Energy Sector Model | → | Accounting Module | → | Economic Model |
|---|---|---|---|---|
| Supply<br>Demand<br>Prices | | Taxes<br>Subsidies | | Incomes<br>Expenditures |
| | | Revenues<br>Expenditures | | Gross Nat. Product<br>Employment<br>Trade Balances<br>Deficits |

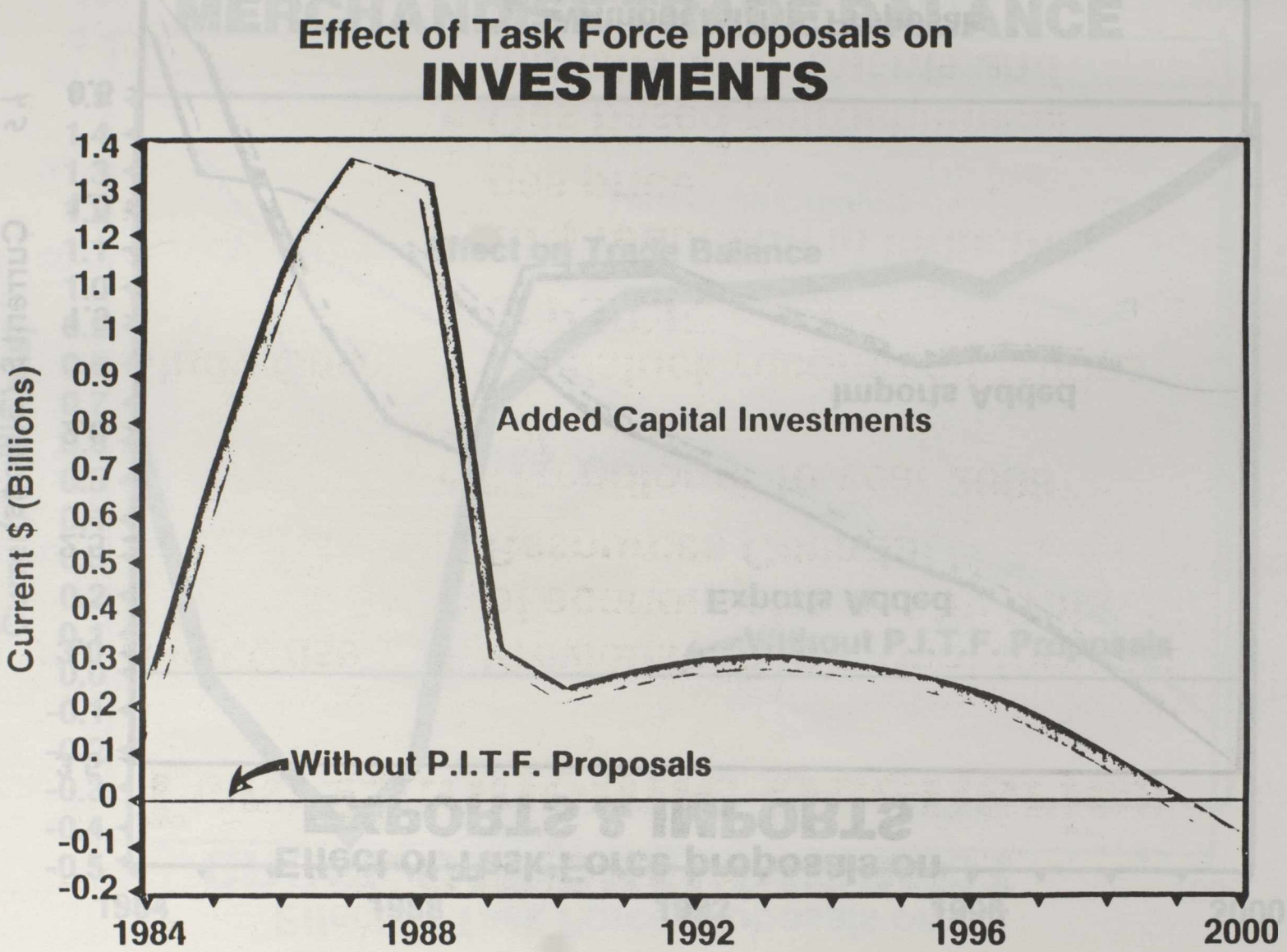
# Comparison of Two Economic Scenarios

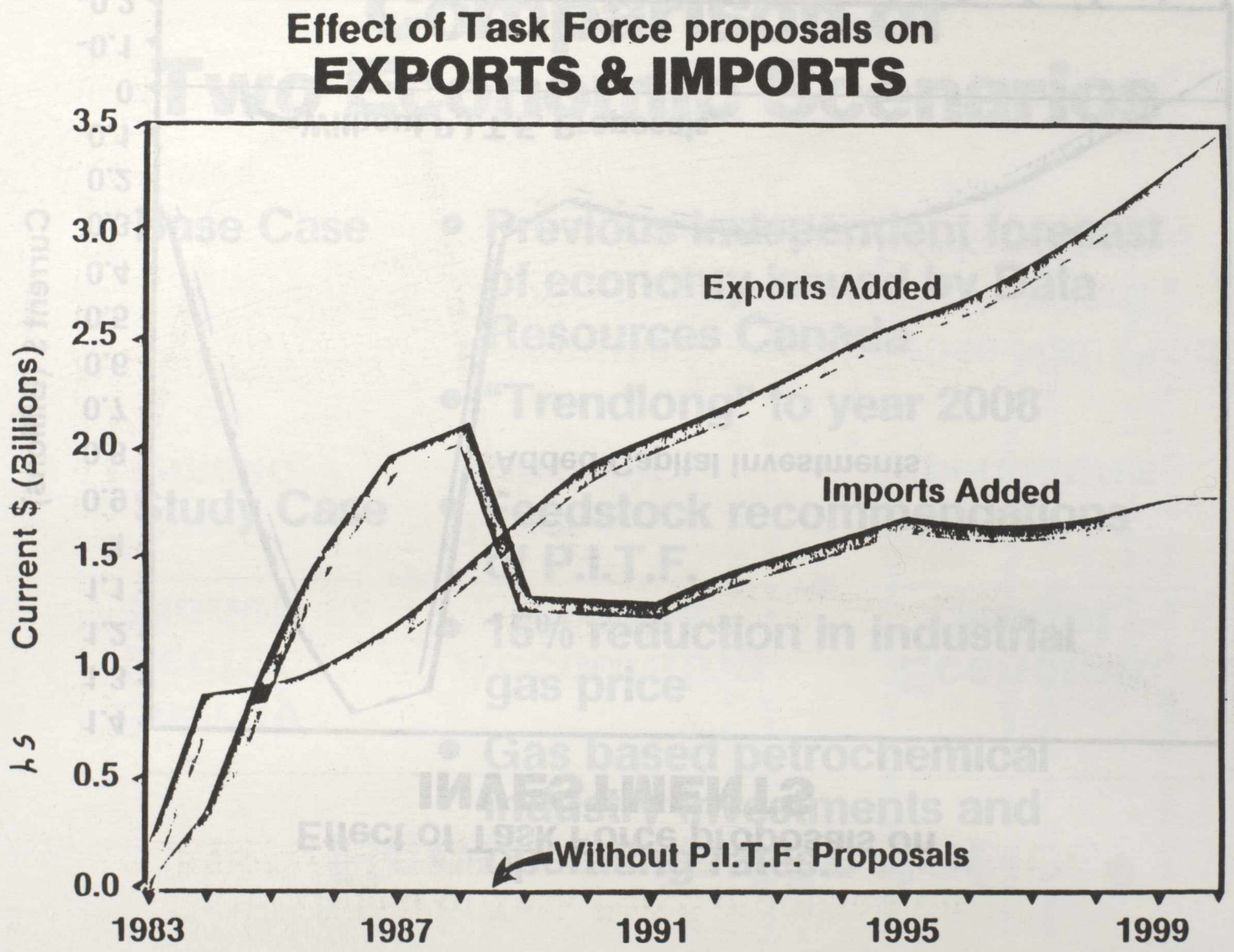
**Base Case**

- Previous independent forecast of economy issued by Data Resources Canada
- "Trendlong" to year 2008

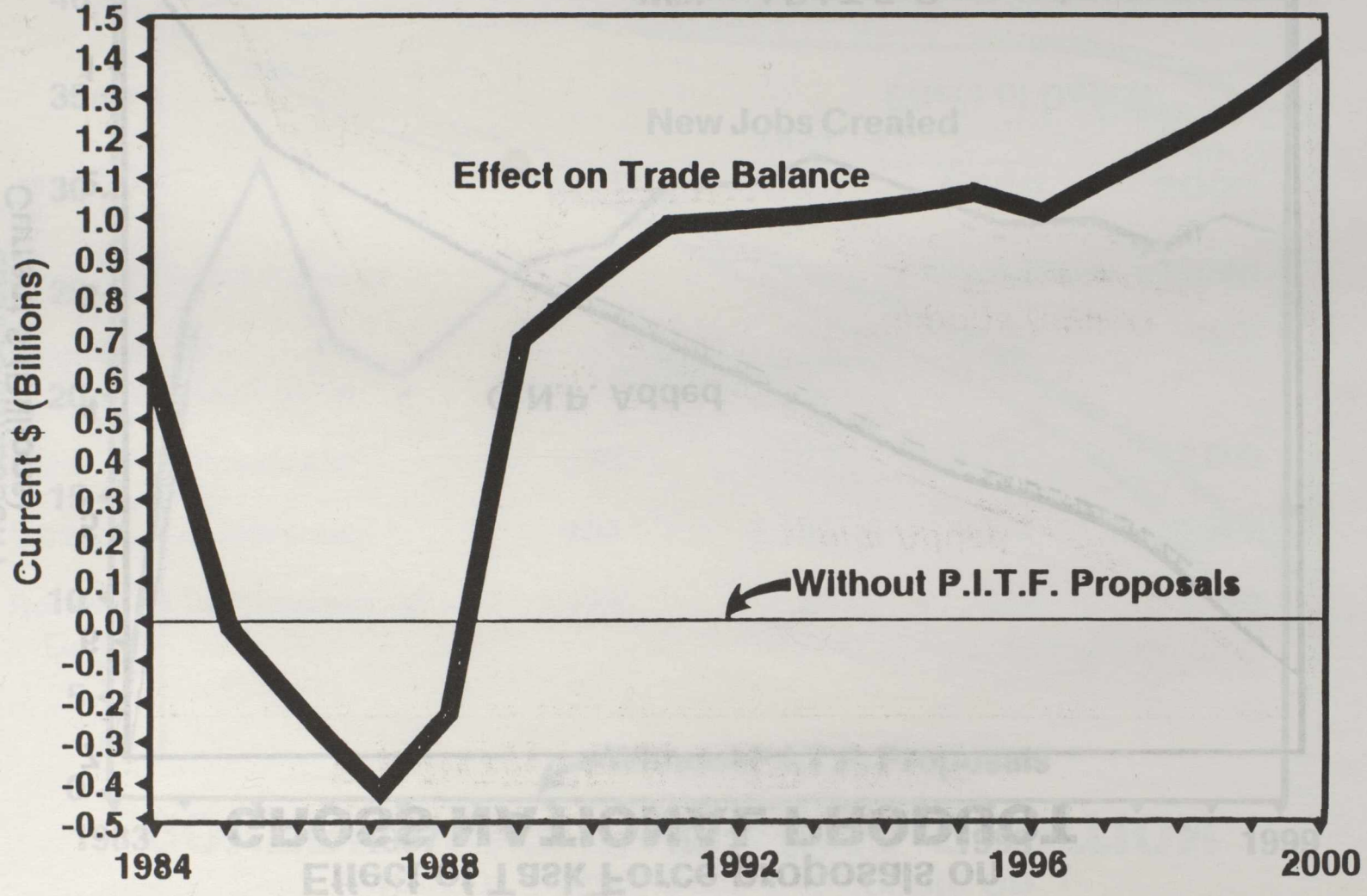
**Study Case**

- Feedstock recommendations of P.I.T.F.
- 15% reduction in industrial gas price
- Gas based petrochemical industry investments and operating rates.

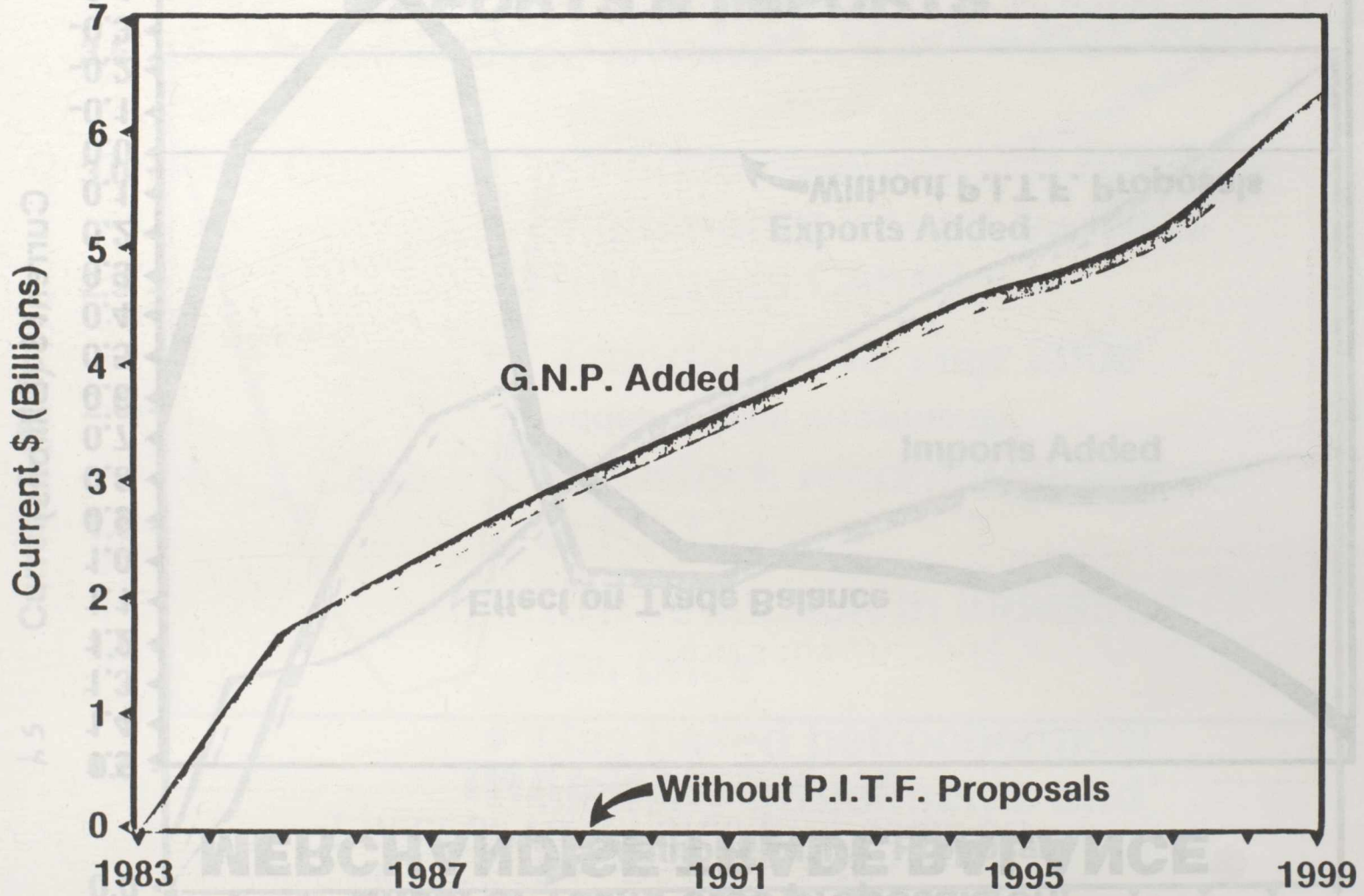

Effect of Task Force proposals on
INVESTMENTS
Current $ (Billions)
1.4
1.3
1.2
1.1
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0
-0.1
-0.2
Added Capital Investments
Without P.I.T.F. Proposals
1984
1988
1992
1996
2000

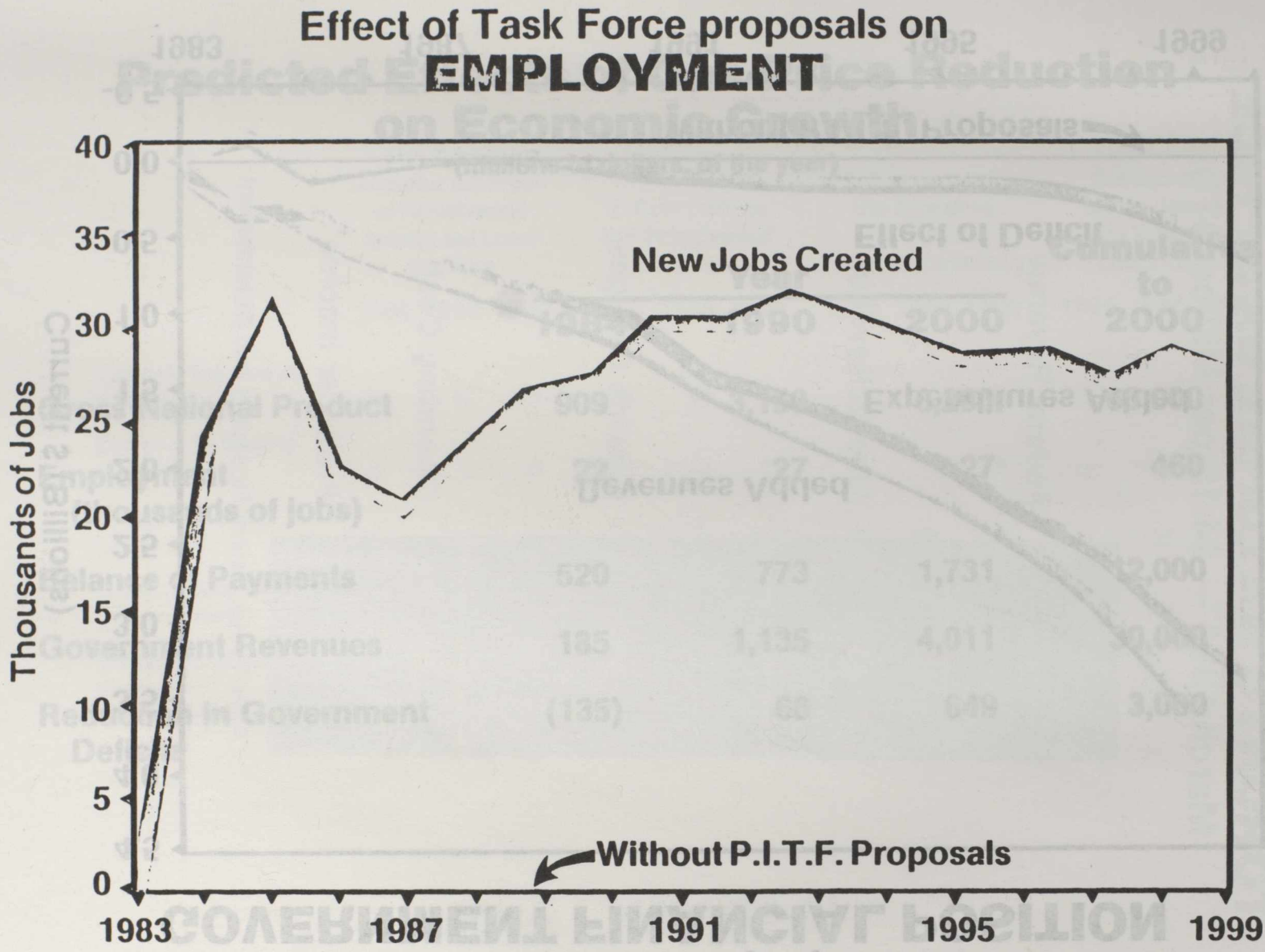

Effect of Task Force proposals on
EXPORTS & IMPORTS
Current $ (Billions)
3.5
3.0
2.5
2.0
1.5
1.0
0.5
0.0
Exports Added
Imports Added
Without P.I.T.F. Proposals
1983
1987
1991
1995
1999

## Effect of Task Force proposals on
# MERCHANDISE TRADE BALANCE

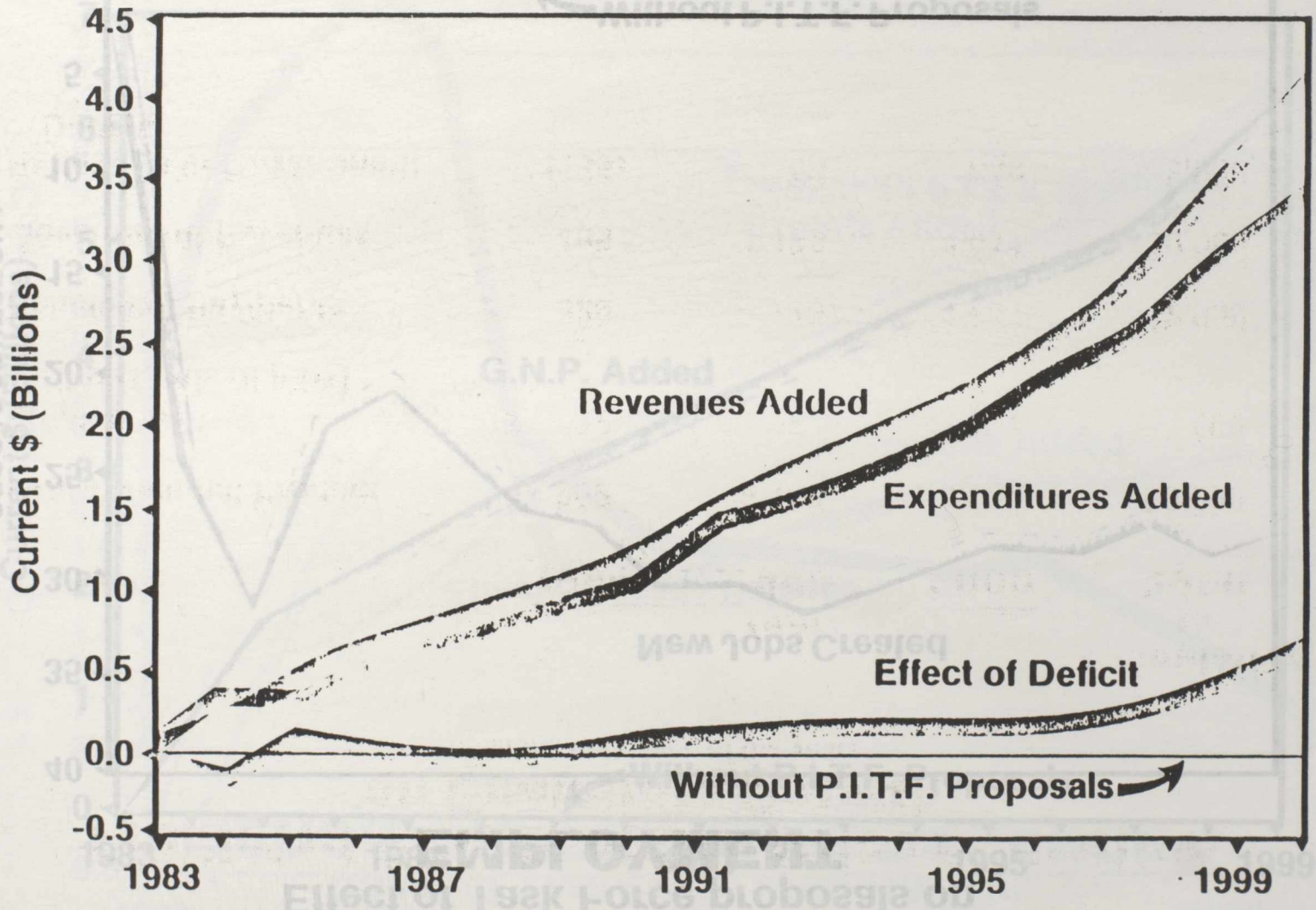


## Effect of Task Force proposals on
# GROSS NATIONAL PRODUCT




Effect of Task Force proposals on
EMPLOYMENT
Thousands of Jobs
40
35
30
25
20
15
10
5
0
New Jobs Created
Without P.I.T.F. Proposals
1983
1987
1991
1995
1999

## Effect of Task Force proposals on
# GOVERNMENT FINANCIAL POSITION



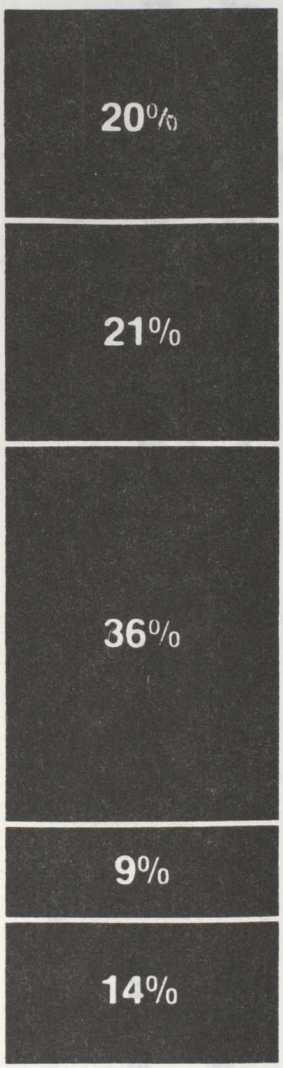
# Predicted Effects of Gas Price Reduction on Economic Growth

(millions of dollars, of the year)

| | Year | | | Cumulative to |
|---|---|---|---|---|
| | 1984 | 1990 | 2000 | 2000 |
| Gross National Product | 909 | 3,150 | 6,280 | 63,000 |
| Employment (thousands of jobs) | 22 | 27 | 27 | 460 |
| Balance of Payments | 520 | 773 | 1,731 | 12,000 |
| Government Revenues | 185 | 1,135 | 4,011 | 30,000 |
| Reduction in Government Deficits | (135) | 66 | 649 | 3,000 |

# TORONTO NATURAL GAS PRICE

## March 1984 — $4.15 per Million BTU




Federal Revenue

Alberta Revenue

Pipeline Charges

Operating Cost

Producer Income*

*After Taxes, Before Financing and Development

# Alternative Scenarios

| | 1. Task Force Policy Accepted: Expansion of Petrochemical Industry and Lower Gas Price | | | 2. Case 1 with no New Petrochemical Investment | | | 3. Change in Ind. Gas Price alone Excl. Impact on Petrochemical Industry | | | 4. Export of Natural Gas Equivalent to Price-Induced New Volumes in Case 3 Export | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1984 | 1986 | 1990 | 1984 | 1986 | 1990 | 1984 | 1986 | 1990 | 1984 | 1986 | 1990 |
| Change in Gas Demand (billion cubic feet) | 30 | 53 | 101 | 30 | 53 | 93 | 13 | 34 | 70 | 13* | 34* | 70* |
| Change in Oil Demand (million barrels) | -4 | -9 | -16 | -4 | -9 | -16 | -4 | -9 | -16 | — | — | — |
| Change in Real GNP (million 71$) | 350 | 635 | 661 | 350 | 497 | 631 | 86 | 267 | 392 | 11 | 27 | 28 |
| Change in Govt. Balance (million current $) | 110 | 463 | 704 | 110 | 420 | 598 | -241 | -17 | -149 | 47 | 154 | 527 |
| Change in Balance of Payments | 904 | 1342 | 2596 | 904 | 1293 | 2264 | 165 | 462 | 993 | 80 | 234 | 782 |

*Exported

**APPENDICE «5-A»**

MÉMOIRE PRÉSENTÉ AU

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT

DE

L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES

NATURELLES

EXAMEN DU

PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL

PAR

DOW CHEMICAL CANADA INC.

SARNIA, ONTARIO

AVRIL 1984

# TABLE DES MATIÈRES

Résumé

Introduction

Aperçu de l'industrie pétrochimique au Canada
- L'industrie pétrochimique canadienne
- Dow Canada et le projet albertain
- Ethylène: Pierre angulaire de l'industrie pétrochimique
- Fabrication de l'éthylène: gaz ou pétrole?

Incidence du PEN sur l'industrie en aval
- La demande
- Incidence sur la position concurrentielle du Canada
- Incidence sur l'investissement pétrochimique
- Possibilités actuelles
- Incidence des politiques fiscales sur la croissance industrielle

Effets prévus d'une réduction du prix du gaz sur l'expansion économique

Conclusions

## Résumé

Dow Chemical Canada Inc. comparaît devant le Comité à titre de représentant des industries consommatrices d'énergie.

Le fait que le Canada possède d'abondantes ressources en gaz naturel constitue pour ce pays une occasion unique de développer une industrie pétrochimique vigoureuse et concurrentielle sur les marchés mondiaux pouvant transformer cette matière brute en produits pétrochimiques à forte valeur ajoutée. Le développement d'une telle industrie sera source d'emplois tant dans les industries en amont que dans celles qui sont en aval et qui convertissent les produits pétrochimiques en produits finis. Cela favorisera la croissance économique et augmentera les recettes du gouvernement.

Le présent mémoire explique la structure de l'industrie pétrochimique canadienne et situe la position de la société Dow par rapport à celle-ci. Ce document décrit le processus de transformation du gaz naturel d'abord en éthane, puis en éthylène et dérivés éthyléniques.

La mémoire expose les conséquences du programme énergétique national (PEN) sur l'industrie pétrochimique consommatrice de gaz naturel. Il soutient que l'industrie se trouverait dans une meilleure position si le prix du gaz naturel était fonction du marché, ce qui assurerait à l'industrie une certaine souplesse et permettrait au Canada de tirer profit des avantages naturels dont il jouit.

Pour étayer cet argument, nous nous fondons sur une étude de cas faite par un expert-conseil indépendant. Cette étude établit une estimation de l'accroissement de la demande en gaz naturel qui résulterait d'une diminution du prix demandé aux consommateurs industriels ainsi que du rétablissement de l'économie. La diminution des recettes du gouvernement qu'entraînerait une baisse de la taxe unitaire serait compensée par l'intensification de l'activité économique.

En conclusion, le mémoire démontre que l'établissement de prix concurrentiels pour l'énergie a toujours entraîné une forte activité économique. Le scénario proposé illustre le fait que le développement des ressources stimule l'emploi et accroît les recettes du gouvernement.

Introduction

Donald Macdonald, président de la Commission royale sur l'union économique et les perspectives de développement du Canada, estime que la création d'emplois doit être la préoccupation première du gouvernement. Lorsqu'on lui a demandé de commenter le rapport provisoire de la Commission rendu public le 16 avril, il a dit que les Canadiens doivent, de deux chose l'une: cesser de dépendre de leurs exportations de matières premières brutes ou alors s'attendre à une baisse appréciable de leur niveau de vie.

Dow Canada partage entièrement ce point de vue. A notre avis, le Canada devrait profiter de ce qu'il possède d'abondantes ressources naturelles pour se doter d'un secteur manufacturier vigoureux et concurrentiel à l'échelle mondiale qui soit en mesure de stimuler l'emploi, amener la prospérité et accroître les recettes du gouvernement.

Nous allons vers notre perte si nous continuons de considérer nos matières premières comme une simple source de profits faciles.

Puisque le Canada possède des ressources naturelles, une main-d'œuvre hautement instruite et spécialisée ainsi que des installations modernes de production, il lui suffit de tirer avantage de toutes les occasions qui lui sont offertes pour exploiter ces ressources et favoriser le développement des industries en aval. Si nous échouons dans cette tâche, malgré tous les avantages dont nous jouissons, nous aurons mérité la baisse de notre niveau de vie. Nous aurons également mérité le mépris des générations futures qui ne pourront que déplorer l'incompétence avec laquelle nous avons géré les affaires du pays.

Mais qu'est-ce que tout cela a à voir avec le PEN? Le Canada possède d'abondantes ressources en gaz naturel qui font l'envie du monde entier. Notre industrie pétrochimique de classe mondiale peut transformer cette matière brute en produits pétrochimiques à forte valeur ajoutée et, ce faisant, stimuler directement l'emploi, ce qui ne manquera pas d'imprimer un effet d'entraînement dans les industries en amont et dans les industries en aval qui convertissent ces produits chimiques en produits finis.

Dow Canada ne cherche pas à ce que le prix du gaz naturel soit fixé de façon à favoriser l'industrie canadienne. Elle demande simplement la possibilité de négocier avec les producteurs de gaz naturel un barème de prix qui soit profitable à nos deux industries. C'est dans la mesure où nous établirons entre les producteurs et les consommateurs de gaz des relations plus souples et plus sensibles aux besoins du marché, que nous pourrons résister aux fluctuations des prix mondiaux pour nos produits pétrochimiques.

## Aperçu de l'industrie pétrochimique au Canada

### L'industrie pétrochimique canadienne

L'industrie pétrochimique canadienne dont le développement est assuré grâce à nos abondantes sources en gaz naturel, en énergie hydroélectrique et en minéraux, est en mesure d'élargir ses marchés mondiaux pour une vaste gamme de produits chimiques dérivés à haute valeur ajoutée et autres produits connexes.

Ainsi, la valeur de l'éthane contenu dans le gaz naturel est multipliée par 140 une fois que cette ressource aura été transformée en éthylène et dérivés de l'éthylène lesquels sont ensuite transformés en produits finis. Ce processus génère un nombre important d'emplois au niveau des fournisseurs et parmi les fabricants, les distributeurs et les détaillants de produits chimiques. Un emploi créé dans le domaine de l'extraction de l'éthane du gaz naturel entraîne la création d'un millier d'emplois dans la fabrication des produits dérivés.*

L'industrie pétrochimique dont l'existence est presque imperceptible au public est sans doute l'industrie dont les applications sont les plus vastes au Canada. Sans elle, les Canadiens seraient privés de presque tout ce qui contribue à assurer leur haut niveau de vie. Voici les principales industries qui utilisent des produits chimiques:

Aliments et boissons
Caoutchouc et plastiques
Textiles
Industrie forestière
Produits du bois
Produits du papier et produits connexes
Métaux primaires
Produits de métal
Équipement de transport
Pâtes et papier
Produits électriques et électroniques
Produits dérivés du charbon et du pétrole
Agriculture
Produits pharmaceutiques

Entre 1971 et 1981, l'industrie chimique a connu une croissance au moins deux fois plus élevée que la moyenne des industries manufacturières, en terme de valeur réelle ajoutée. En 1981, les produits chimiques de base se situaient au cinquième rang au sein du secteur manufacturier canadien et, en terme de valeur ajoutée, ils se classaient tout de suite après l'industrie des pâtes et papier.

Entre 1976 et 1980, les investissements de l'industrie chimique dans la construction de nouvelles usines et l'achat d'équipement a légèrement dépassé le milliard de dollars, devançant ceux de l'industrie des aliments et des boissons, des produits du papier et des produits connexes, des métaux primaires, et des industries de transformation du pétrole et du charbon. La valeur des exportations de produits chimiques excède déjà celles du fer et de l'acier primaires. En outre, d'après les données préliminaires que nous avons obtenues et les prévisions qui nous ont été fournies, l'industrie chimique pourrait maintenir son niveau d'investissements en capital si les circonstances lui sont favorables.

De bonnes raisons commerciales expliquent cette croissance ainsi que notre conviction voulant que l'avenir à long terme du Canada réside dans les produits chimiques. L'industrie chimique joue un rôle clé en raison des liens solides qu'elle entretient avec presque toutes les autres industries au Canada. La santé des clients de l'industrie chimique est d'une importance vitale pour des sociétés comme Dow. Inversement, la santé de notre industrie est toute aussi vitale pour l'avenir de toutes les industries que nous servons. Nous sommes donc interdépendants.

* Les chiffres cités se fondent sur les étapes de transformation suivantes: éthane — éthylène — chlorure de vinyle — chlorure de polyvinyle (CPV) — produit plastique fabriqué, mais le concept de multiplication s'applique généralement.

Les industries en aval qui utilisent des produits chimiques sont nombreuses et sont, pour la plupart, des industries de main-d'œuvre. Les fabricants de produits chimiques ont pris de nombreuses mesures pour favoriser la croissance de leurs clients. Même si la rentabilisation des opérations et la croissance de notre industrie dépend des marchés d'exportation, nous devons aussi élargir notre marché intérieur. Notre industrie offre aux clients canadiens la sécurité d'une source interne d'approvisionnement en produits chimiques à des prix concurrentiels.

Les besoins énormes de l'industrie chimique en services assurent des avantages économiques importants à des centaines de petites et de moyennes entreprises. Chaque emploi dans l'industrie des produits chimiques entraîne la création de deux emplois directs dans l'industrie des services et de l'approvisionnement, sans compter les emplois créés dans les principaux projets de construction.

Nous sommes un important consommateur de gaz naturel. D'ici la fin de 1984, l'industrie pétrochimique consommera 20 p. 100 du gaz naturel produit au Canada. Elle constitue non seulement le marché en gaz naturel dont la croissance est la plus rapide, mais un marché dont la demande est constante et pour lequel il n'est pas nécessaire de prévoir l'entreposage ou de concevoir un énorme réseau de livraison.

L'industrie chimique canadienne peut compter sur des ressources en hydrocarbures, en énergie hydroélectrique et en minéraux qui sont énormes au Canada. Comparativement, c'est un avantage qu'aucun autre pays ne détient, pourtant, c'est à peine si nous avons commencé à l'exploiter.

Dow Canada et le projet albertain

En 1942, le gouvernement du Canada a demandé à Dow de construire et d'exploiter une usine de production de styrène pour approvisionner l'usine qui produisait pendant la guerre du caoutchouc synthétique à Sarnia en Ontario (qui est maintenant devenue Polysar Limited). Après la guerre, Dow Canada a construit ses propres usines de fabrication de produits chimiques et de plastiques à Sarnia.

Le volume de ses ventes annuelles ayant dépassé le cap du milliard de dollars, Dow Canada est maintenant la plus grande compagnie de produits chimiques au Canada et, compte tenu de ses immobilisations valant 1,6 milliard de dollars, celle dont les investissements en capitaux sont les plus importants. Ces investissements servent en majeure partie à la fabrication de produits chimiques et des plastiques, et en particulier ceux qui sont à base d'éthylène.

Dow a été la principale société pétrochimique à participer à la création de l'industrie pétrochimique basée sur l'éthylène en Alberta par l'entremise de contrats d'achat ferme et de garanties financières. Cette industrie dépend de l'éthane qui est extrait du gaz naturel par plusieurs sociétés et qui est transformé en éthylène à l'usine de la Alberta Gaz Ethylene à Red Deer. C'est l'éthylène qui y est produit qui alimente les usines de Dow à Fort Saskatchewan en Alberta et à Sarnia en Ontario.

Le projet d'exploitation du gaz naturel mis en œuvre par Dow en Alberta comportait:

- Cinq usines d'extraction en Alberta chargées d'extraire l'éthane des gisements de gaz naturel de la province;
- La première usine de production de l'éthylène de la Alberta Gas Ethylene (1,2 milliard de livres par année) à Red Deer en Alberta;
- Plusieurs nouvelles usines d'importance mondiale de produits dérivés de l'éthylène, l'agrandissement d'autres usines et la construction de nouvelles installations de soutien à l'usine de Dow à Fort Saskatchewan;
- La construction par Dow d'un nouveau centre de distribution au port de Vancouver destiné à recevoir les produits chimiques de base;
- La construction du pipe-line Cochin de 1900 milles destiné à transporter l'éthylène produit par les usines de Dow à Sarnia.

L'investissement direct de Dow Canada s'élevait à 600 millions de dollars; en outre, les engagements de prendre consignation ou de payer (take-or-pay) et les garanties de capital représentaient 700 millions de dollars additionnels. Ces actions, et d'autres investissements faits par d'autres, ont rendu le marché canadien des produits pétrochimiques extrêmement compétitif.

En même temps, d'autres sociétés ont ouvert des usines de traitement du gaz naturel qui fabriquent de l'ammoniac et du méthanol. Une deuxième usine d'éthylène à Red Deer sera achevée à la fin de 1984 et un certain nombre de sociétés, outre Dow, participeront au traitement de sa production.

Toute cette activité a pour but de tirer profit des énormes réserves du Canada en gaz naturel.

## Éthylène: Pierre angulaire de l'industrie pétrochimique

L'éthylène est la pierre angulaire la plus importante et la plus polyvalente au monde pour la fabrication de produits pétrochimiques. Une centaine d'articles et de biens de consommation que nous utilisons tous les jours sont dérivés de l'éthylène (voir «l'Arbre» des produits de l'éthylène à la page 37).

En voici quelques exemples:

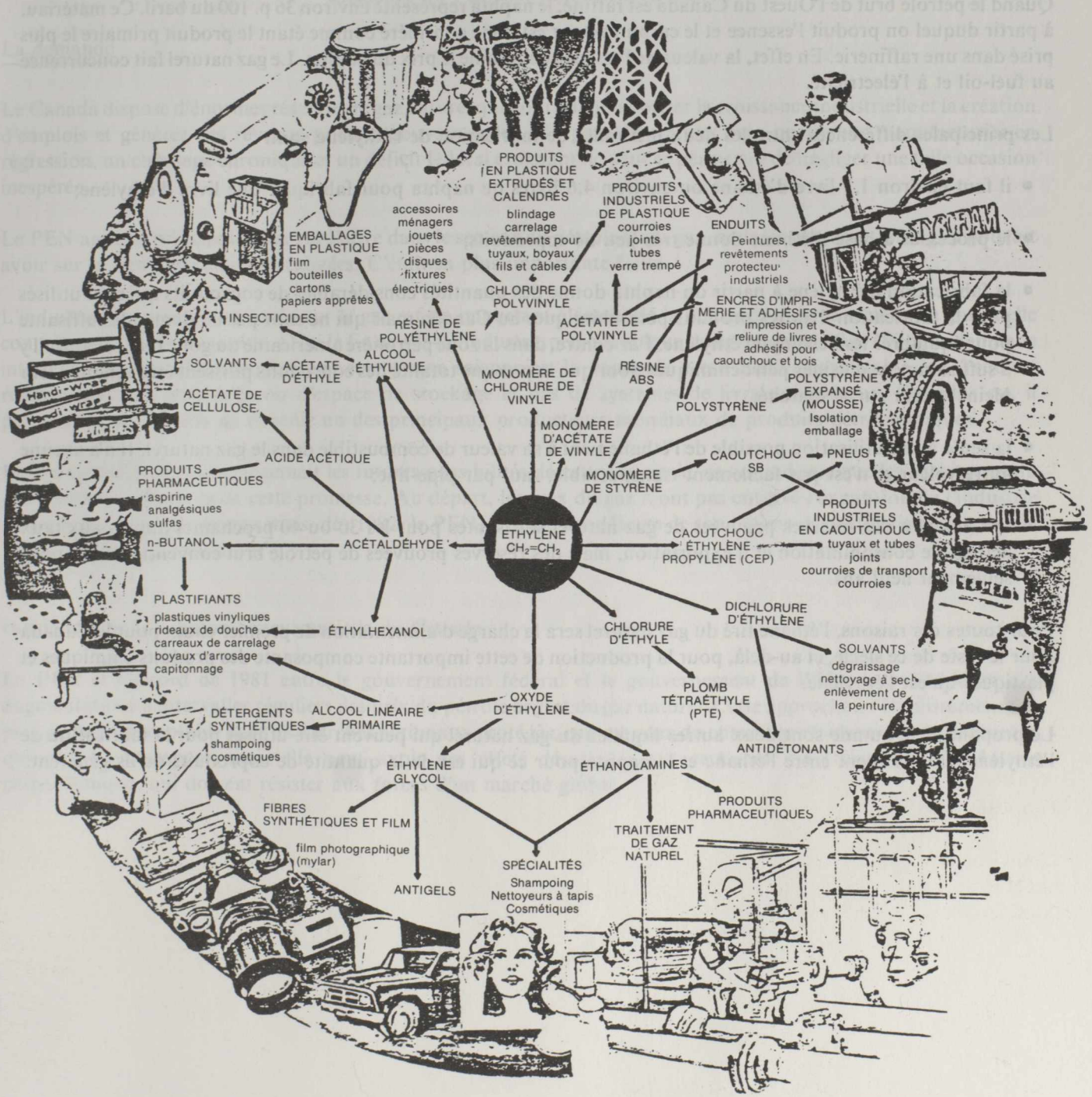
plastiques, tels que
- polyéthylène
- polystyrène
- chlorure de polyvinyle (PVC)

caoutchouc synthétique
fibres synthétiques
réfrigérants
réfrigérants pour automobiles (antigels)
fluides pour freins
détergents
adhésifs
composés antidétonnants pour l'essence
peintures
insecticides

Les produits chimiques à base d'éthylène se trouvent tout autour de nous.

## Fabrication de l'éthylène: gaz ou pétrole?

L'éthylène peut être fabriqué à partir de l'éthane, qui entre pour 5 p. 100 dans la composition du gaz naturel, ou du naphta, un produit primaire dérivé du pétrole brut. La fabrication à partir de l'éthane offre des avantages considérables si l'on ne veut que de l'éthylène.




## «L'Arbre» des produits de l'éthylène

L'éthylène est la plus importante pierre angulaire pétrochimique du monde. Découvert par quatre Hollandais en 1795, l'éthylène est un gaz incolore ayant une odeur douceâtre. Il est produit à partir de l'éthane, un composant du gaz naturel, ou du pétrole brut par craquage du naphta. Combiné à d'autres produits chimiques de base tels que le benzène, le propylène et le chlore, l'éthylène produit des «intermédiaires» chimiques. Ceux-ci sont à leur tour combinés avec d'autres produits chimiques pour produire toute une gamme de dérivés secondaires qui servent de matière première pour la fabrication d'une multitude de produits finis dont chacun se sert tous les jours. Quelques-uns des produits fabriqués à partir de l'éthylène sont illustrés autour de ce diagramme.

Quand le pétrole brut de l'Ouest du Canada est raffiné, le naphta représente environ 36 p. 100 du baril. Ce matériau, à partir duquel on produit l'essence et le carburéacteur est donc considéré comme étant le produit primaire le plus prisé dans une raffinerie. En effet, la valeur de l'essence détermine le prix du naphta. Le gaz naturel fait concurrence au fuel-oil et à l'électricité.

Les principales différences entre les deux méthodes de fabrication de l'éthylène sont:

- il faut environ 1,3 livre d'éthane ou environ 4,6 livres de naphta pour fabriquer une livre d'éthylène;
- le processus à base d'éthane donne très peu de coproduits;
- la fabrication d'éthylène à partir du naphta donne des quantités considérables de coproduits qui sont utilisés pour la fabrication d'autres produits pétrochimiques au Canada mais qui ne sont pas en demande suffisante pour équilibrer les besoins en éthylène. Par contre, dans la zone pétrolière américaine du golfe du Mexique, il y a suffisamment d'usines pétrochimiques pour que la presque totalité des coproduits puissent être vendus à leur pleine valeur sur le marché;
- la seule autre utilisation possible de l'éthane tient à sa valeur de combustible dans le gaz naturel. Il n'a aucune autre valeur et n'est pas facilement transportable, sauf par pipe-line;
- le Canada a des réserves prouvées de gaz naturel suffisantes pour les 30 ou 40 prochaines années aux taux actuels de consommation et d'exportation, mais des réserves prouvées de pétrole brut conventionnelles pour seulement neuf ans.

Pour toutes ces raisons, l'éthane tiré du gaz naturel sera la charge d'alimentation de premier choix pour le Canada pour le reste de ce siècle, et au-delà, pour la production de cette importante composante des produits chimiques et plastiques qu'est l'éthylène.

Le propane et le butane sont deux autres liquides du gaz naturel qui peuvent être utilisés pour la fabrication de l'éthylène. Ils se situent entre l'éthane et le naphta pour ce qui est de la quantité de coproduits qu'ils génèrent.

## Incidence du PEN sur l'industrie en aval

### La demande

Le Canada dispose d'énormes réserves de gaz naturel qui pourraient favoriser la croissance industrielle et la création d'emplois et générer des revenus pour le gouvernement. Un pays aux prises avec un secteur manufacturier en régression, un chômage chronique et un déficit fédéral croissant ne peut se permettre de négliger une telle occasion inespérée.

Le PEN agissait principalement sur l'offre dans le secteur du pétrole et du gaz, mais les répercussions qu'il pouvait avoir sur la demande étaient négligées. C'était sa plus importante faille.

L'industrie pétrochimique basée sur le gaz est un important élément de la demande dans le secteur du gaz et elle connaît une expansion rapide. D'ici la fin de 1984, l'industrie pétrochimique comptera pour 20 p. 100 de la demande intérieure de gaz. Comme c'est un secteur non saisonnier, la demande y est relativement stable et il requiert relativement peu de stocks ou d'espace de stockage et pas de systèmes de livraison coûteux. Qui plus est, il permettrait au Canada de devenir un des principaux producteurs mondiaux de produits pétrochimiques.

Le document du PEN mentionnait les futures possibilités de cette industrie, ce qui indique que les architectes du PEN étaient conscients de cette promesse. Au départ, les prix du gaz n'ont pas entravé l'expansion de l'industrie pétrochimique à base de gaz mais, dès 1982, le PEN, à cause des défauts de son régime de tarification, nuisait à la croissance de ce secteur.

### Incidence sur la position concurrentielle du Canada

Le PEN et l'accord de 1981 entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta prévoyaient des augmentations à intervalles réguliers des prix du pétrole brut et du gaz naturel. Cette approche à l'établissement des prix peut être acceptable dans les marchés nationaux protégés, comme ceux du chauffage résidentiel et du carburant qui sert au transport, mais elle peut avoir des effets désastreux sur certaines industries, dont l'industrie pétrochimique, qui doivent résister aux forces d'un marché global.

Il y a deux ans, l'Alberta Gas Ethylene (AGE) et la Dow Canada ont compris combien ces effets pouvaient être désastreux. Le secteur pétrochimique dans son ensemble a connu le marasme en 1982, les prix des diverses charges d'alimentation de l'éthylène de la zone pétrolière du golfe du Mexique suivant et devançant même parfois la baisse des prix des produits chimiques. Les valeurs de l'éthane dans cette zone ont chuté pour atteindre des niveaux comparables aux prix de l'équivalent en BTU du gaz naturel moyen. Les producteurs préféraient vendre l'éthane à perte plutôt que d'assumer les coûts que représentait sa transformation en gaz carburant. Entre-temps, les prix de l'éthane en Alberta continuaient d'augmenter, comme il devait. Par conséquent, les produits chimiques de l'Alberta n'étaient pas compétitifs et l'usine de production d'éthylène de AGE à Red Deer et certaines installations de la société Dow à Fort Saskatchewan ont dû interrompre leur production pendant dix semaines. Tout le monde y a perdu — les gouvernements respectifs ont perdu des taxes et des redevances et même une part d'impôt sur le revenu; l'industrie pétrochimique a dû réduire sa production et les producteurs de gaz ont perdu environ 4 p. 100 de leur volume pendant cette période de dix semaines.

Incidence sur l'investissement pétrochimique

Un nombre d'importants projets pétrochimiques prévus par l'industrie pour l'Ouest du Canada ont été annulés surtout à cause du PEN. Certains soutiendraient que ces investissements auraient été reportés de toute façon, à cause de l'incidence de la récession sur le marché pétrochimique, mais la décision de ne pas relancer ces projets peut certainement être liée au PEN. Il importe de signaler que des projets semblables se poursuivent en Arabie Saoudite et en Indonésie, autres pays qui ont un surplus de gaz naturel.

Si le Canada veut se doter d'une importante industrie nationale dans le domaine de l'énergie, elle doit prendre la ferme résolution de permettre que les prix de l'énergie réagissent rapidement aux conditions qui prévalent sur les marchés mondiaux. Ainsi, l'orientation générale de la politique doit viser à rendre les prix de l'énergie dans l'industrie plus sensibles aux conditions du marché. Pour atteindre cet objectif pleinement, il faudra modifier les grandes structures de réglementation qui contrôlent le transport et la distribution du gaz naturel. Ces rajustements ne pourront être apportés du jour au lendemain.

À l'époque où le Canada avait les meilleures chances de devenir un fournisseur mondial de produits pétrochimiques grâce à l'abondance de ses réserves de gaz naturel, les politiques trop rigides du PEN en matière de fixation des prix ont aggravé les effets de la récession. Étant donné les avantages appréciables que nous donnaient les charges d'alimentation provenant du gaz naturel, nous aurions dû pouvoir réaliser des gains énormes et ainsi consolider notre position en tant que principal producteur mondial de produits pétrochimiques. Au lieu de cela, nous avons été assommés par une structure de prix qui a non seulement aggravé l'incidence que la récession avait sur nous mais aussi affaibli notre aptitude à améliorer notre position sur le marché de façon permanente.

Par conséquent, des projets prévoyant de nouveaux investissements pour la construction d'usines se chiffrant à au moins 3 milliards de dollars ont dû être annulés. Les pressions exercées par les marchés mondiaux auraient pu retarder ces investissements mais la plupart ont été annulés surtout en raison de la structure des prix de l'énergie du Canada qui réduisait leurs chances de succès.

Possibilités actuelles

Les politiques actuelles ont une incidence encore plus grande lorsque l'on songe aux possibilités de croissance de l'industrie des produits du gaz au Canada.

On prévoit qu'il faudra d'ici 1988-1989 accroître la capacité de production de l'industrie mondiale de l'éthylène et des dérivés de l'éthylène étant donné la reprise de la demande qui correspond à des taux de croissance annuels variant entre 2 et 4 p. 100 et de la restructuration de l'industrie. Déjà, les usines de production de l'éthylène en Europe, au Japon et dans la zone pétrolière du golfe du Mexique ont cesé de tourner à pleine capacité. Ce sont les pays riches en hydrocarbures qui ont repris à leur compte ces capacités de production, surtout l'Arabie Saoudite, mais aussi le Mexique et l'Indonésie. Il y aura toujours un besoin d'accroître la capacité de production même quand les installations de l'Arabie Saoudite commenceront leur production d'ici quelques années.

Le Canada possède les réserves d'hydrocarbures, les capacités industrielles, une clientèle établie et un marché intérieur très sophistiqué. Le Canada serait le candidat idéal pour ces nouveaux investissements mais nous devons repenser notre système si nous voulons profiter des occasions qui s'offrent. Cette décision doit être prise d'urgence parce que les travaux nécessaires dans les domaines du génie et de la construction demanderont trois années et la préparation d'un projet encore une ou deux années. Nous manquerons notre chance si nous ne révisons pas notre régime de fixation des prix du gaz.

Incidence des politiques fiscales sur la croissance industrielle

Le point auquel sont prélevées les taxes sur les ressources a une importance fondamentale. Si la stratégie de développement économique vise principalement les ressources, les taxes sont perçues au premier point de vente comme c'est actuellement le cas au Canada. Par ailleurs, si la stratégie vise à créer une industrie capable de mettre ces ressources en valeur, les taxes devraient être perçues en aval après que la valeur a été ajoutée. Il en résulte une assiette de l'impôt beaucoup plus vaste qui reflète l'accroissement de l'activité industrielle dû à l'amélioration de la position concurrentielle. La taxe à la valeur ajoutée favorise aussi le développement des ressources en réduisant les taxes à la tête de puits et en attirant les investisseurs.

L'adoption d'une méthode équitable permettant de prélever les taxes plus en aval aurait pour résultat de supprimer un des obstacles à la croissance de notre industrie et stimulerait la mise en valeur des ressources énergétiques.

Quand le gaz est exporté, on n'a qu'une seule chance de percevoir les taxes — à sa sortie du pays. Mais si le gaz est transformé sur place, les occasions de prélever les taxes sur les industries en aval sont plus nombreuses.

Cette très importante distinction n'a pas été perçue par les architectes du PEN — hélas au détriment des industries pétrochimiques et gazières du Canada.

Le tableau à la page donne la ventilation du prix du gaz naturel à Toronto. Nous avons l'occasion rêvée d'assurer une croissance appréciable dans les secteurs de l'énergie et de la pétrochimie. Cependant, les recettes de l'industrie de l'énergie ne représentent qu'une faible fraction du prix de vente du gaz, tandis que les coûts pour l'industrie pétrochimique sont élevés et rigides et ne sont pas suffisamment sensibles aux conditions qui prévalent sur les marchés des produits pétrochimiques.

Il est évident, indépendamment du régime de fixation des prix, qu'il reste à savoir si le prix total actuel est compétitif. Il ne l'est pas, et ce pour les suivantes:

— le gaz a perdu sa part du marché dans le secteur énergétique du Canada malgré les énormes réserves;

— le gaz est vendu sur le marché interne de l'Alberta à des prix de beaucoup inférieurs aux prix canadiens.

# PRIX DU GAZ NATUREL À TORONTO

## Mars 1984 — 4,15$ par million de BTU

| | | |
|---|---|---|
| 50¢ | Tête de puies à la frontière de l'Alberta | Transports |
| 1,01$ | Frontière de l'Alberta à Toronto | |
| 73¢ | Redevances versées à l'Alberta | |
| 15¢ | Taxe spéciale d'accroissement du taux de propriété canadienne | |
| 23¢ | Taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) | |
| 40¢ | Coûts de fonctionnement | |
| 54¢ | Impôts | |
| 59¢ | Rentrées nettes du producteur après impôts et avant Fin. et Dev. | |

## Les répercussions macroéconomiques des prix des charges d'alimentation

Les modèles de la macroéconomique nous aident à prévoir l'action des divers stimulants sur la croissance économique. Les modèles mis au point par Data Resources Inc., qui conviennent particulièrement à l'étude des éléments prix volume dans les questions énergétiques, ont été utilisés par Dow pour évaluer les répercussions économiques d'une réduction du prix du gaz naturel pour les utilisateurs industriels canadiens.

La méthode est sensiblement la même que celle qui a été utilisée récemment pour l'évaluation préparée à l'intention du Groupe de travail de l'industrie pétrochimique, qui a présenté son rapport au ministère de l'Expansion industrielle régionale et à celui de l'Énergie des Mines et des Ressources. Les barèmes habituels de prospérité économique comme le PNB, l'emploi, le revenu, les balances commerciales et les recettes du gouvernement sont les résultats de ce modèle. Le procédé consiste en général à établir pour l'économie une base de prévision, pour ensuite introduire une série de changements hypothétiques et comparer le niveau d'activité économique qui en résulte avec ladite base.

Nous avons supposé une diminution du prix du gaz industriel de l'ordre de 15,4 p. 100 — qui équivalait à réduire de 65 à 55 p. 100 le rapport des prix du gaz naturel et du pétrole. Cette réduction reflète à peu près la situation des prix des charges d'alimentation qui existait, lorsque le prix du pétrole canadien représentait 85 p. 100 du prix mondial et que celui du gaz s'établissait à 65 p. 100 du prix paritaire. Dans ce contexte économique, on envisageait pour le secteur pétrochimique canadien une capacité additionnelle de production. On y était d'ailleurs encouragé par les pays riches en ressources énergétiques ainsi que par la restructuration mondiale au sein de laquelle les pays pauvres en hydrocarbure réduisaient leur capacité pétrochimique en faveur des hydrocarbures.

Ce renouveau d'investissement se retrouve dans notre seconde hypothèse, voulant qu'une réduction du prix du gaz entraînerait des placements additionnels de 2,5 milliards de dollars (en dollars de 1982). On suppose que ce réinvestissement permettra la construction de deux usines de production d'engrais et d'un complexe éthylénique. Un autre effet de cette réduction du prix du gaz, seraient les retombées économiques de l'exploitation continue du secteur pétrochimique, fondée sur le pétrole et de l'exploitation à plein rendement du secteur pétrochimique, fondée sur le gaz (actuel et en cours de construction).

L'accroissement de rendement économique que l'on prévoit retirer de la réduction du prix du gaz est exposé dans le tableau ci-dessous.

Effets prévus d'une réduction du prix du gaz
sur l'expansion économique
(en millions de dollars de l'année)

| | Année | | | Cumulatif jusqu'à |
|---|---|---|---|---|
| | 1984 | 1990 | 2000 | 2000 |
| Produit national brut | 909 | 3,150 | 6,280 | 63,000 |
| Emploi (par milliers) | 22 | 27 | 27 | 460 |
| Balance des paiements | 520 | 773 | 1,731 | 12,000 |
| Recettes du gouvernement | 185 | 1,135 | 4,011 | 30,000 |
| Réduction du déficit national | (135) | 66 | 649 | 3,000 |

Cette accentuation de l'activité économique découle à peu près également, de la compétitivité restaurée du secteur pétrochimique et de l'expansion économique attribuable à une réduction des prix du gaz industriel.

L'effet sur le PNB est quartorze fois plus grand que celui qui découlerait de l'exportation d'une quantité équivalente de gaz.

Ce que le gouvernement perdrait en impôts et redevances sur les charges d'alimentation, il le recouvre, et plus encore, des volumes plus élevés de gaz et d'une activité économique accrue, provenant de la réduction modeste, mais soutenue, du déficit total de tous les gouvernements. En l'an 2000, la réduction du déficit actuel est de 649 millions et la rédution cumulative pour la période de 1984 à 2000 est de trois milliards de dollars.

## Conclusions

- Les importantes réserves de gaz du Canada lui permettent de devenir un fournisseur mondial de produits pétrochimiques;
- Le système actuel de réglementation et de taxation du gaz naturel au Canada empêche la valorisation de cette ressource naturelle par son exploitation;
- Le Canada devrait chercher à établir un système de commercialisation du gaz qui soit sensible aux variations du marché;
- Le Canada devrait immédiatement réduire le prix du gaz pour s'approcher encore plus des prix du marché. Il peut le faire très efficacement en restructurant la perception du revenu que le gouvernement retire de la vente du gaz naturel.

# Modèle économique

**Modèle du secteur énergétique** → **Module comptable** → **Modèle économique**

Offre
Demande
Prix

Impôts
Subsides

Recettes
Dépenses

Revenus
Dépenses

Produit national brut
Emploi
Balances commerciales
Déficits

# Comparaison entre deux scénarios économiques

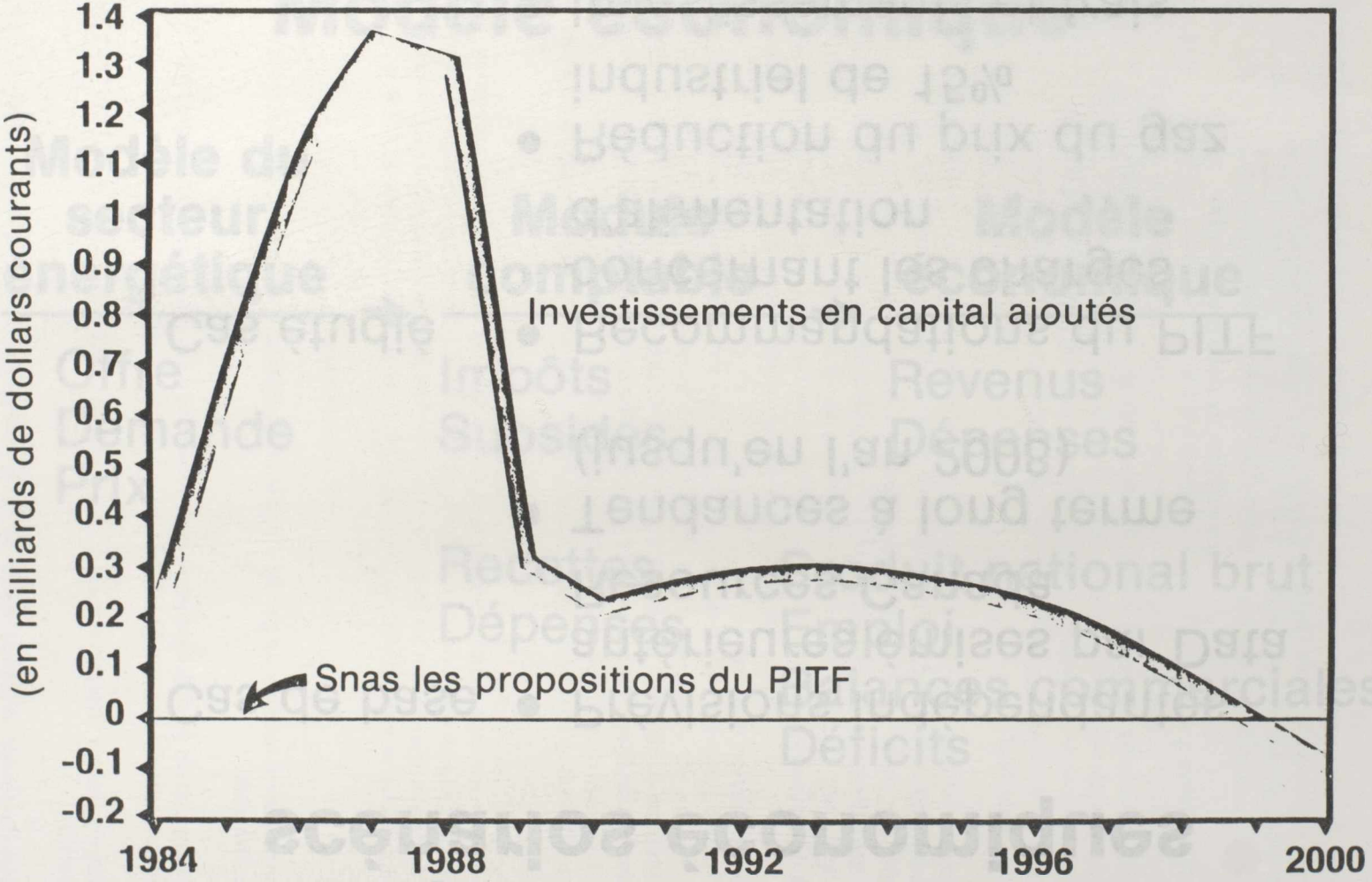
**Cas de base**

- Prévisions indépendantes antérieures émises par Data Resources Canada
- Tendances à long terme (jusqu'en l'an 2008)

**Cas étudié**

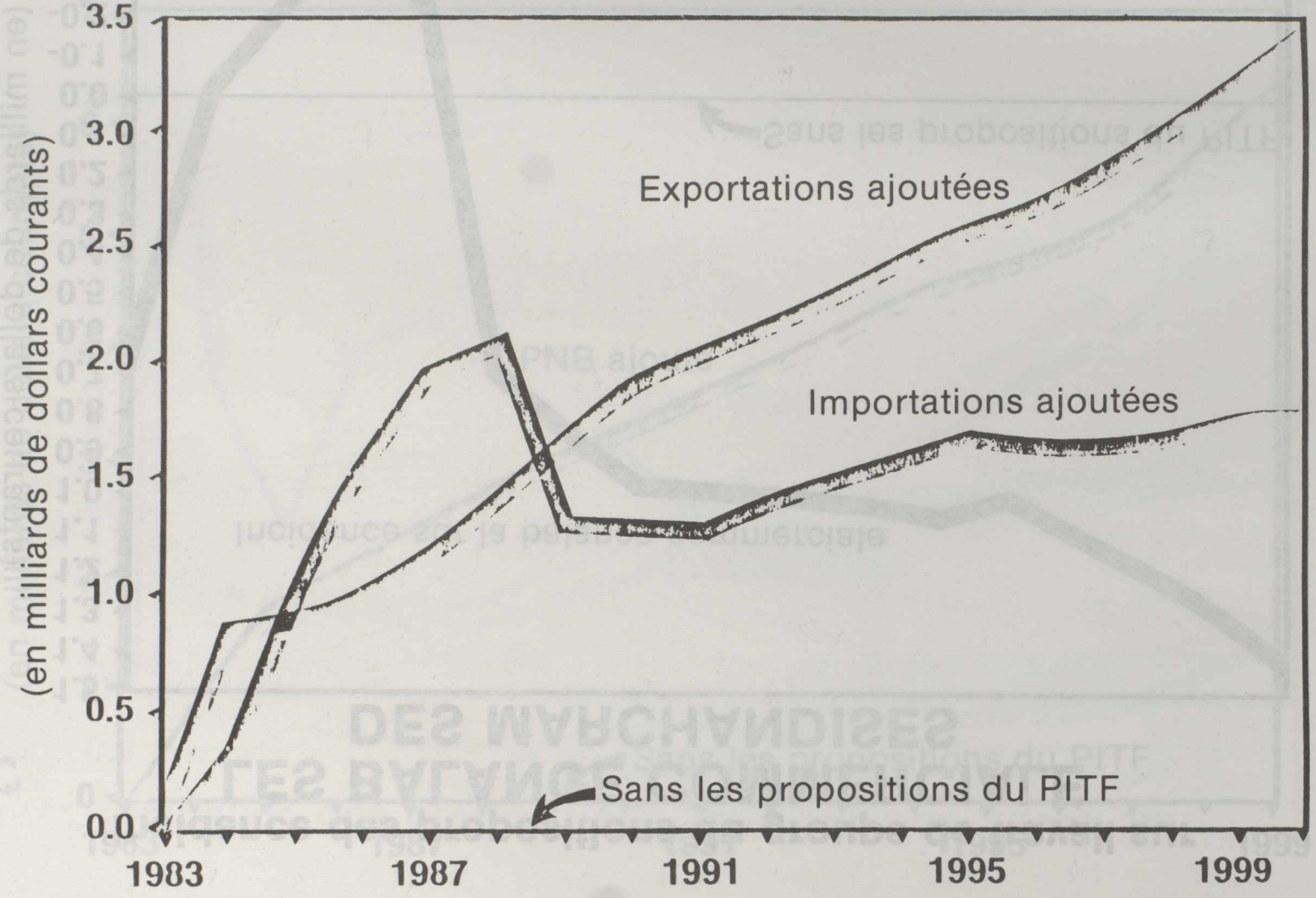
- Recommandations du PITF concernant les charges d'alimentation
- Réduction du prix du gaz industriel de 15%
- Investissements et frais d'exploitation de l'industrie pétrochimique basés sur le gaz

## Incidence des propositions du groupe de travail sur
# LES INVESTISSEMENTS



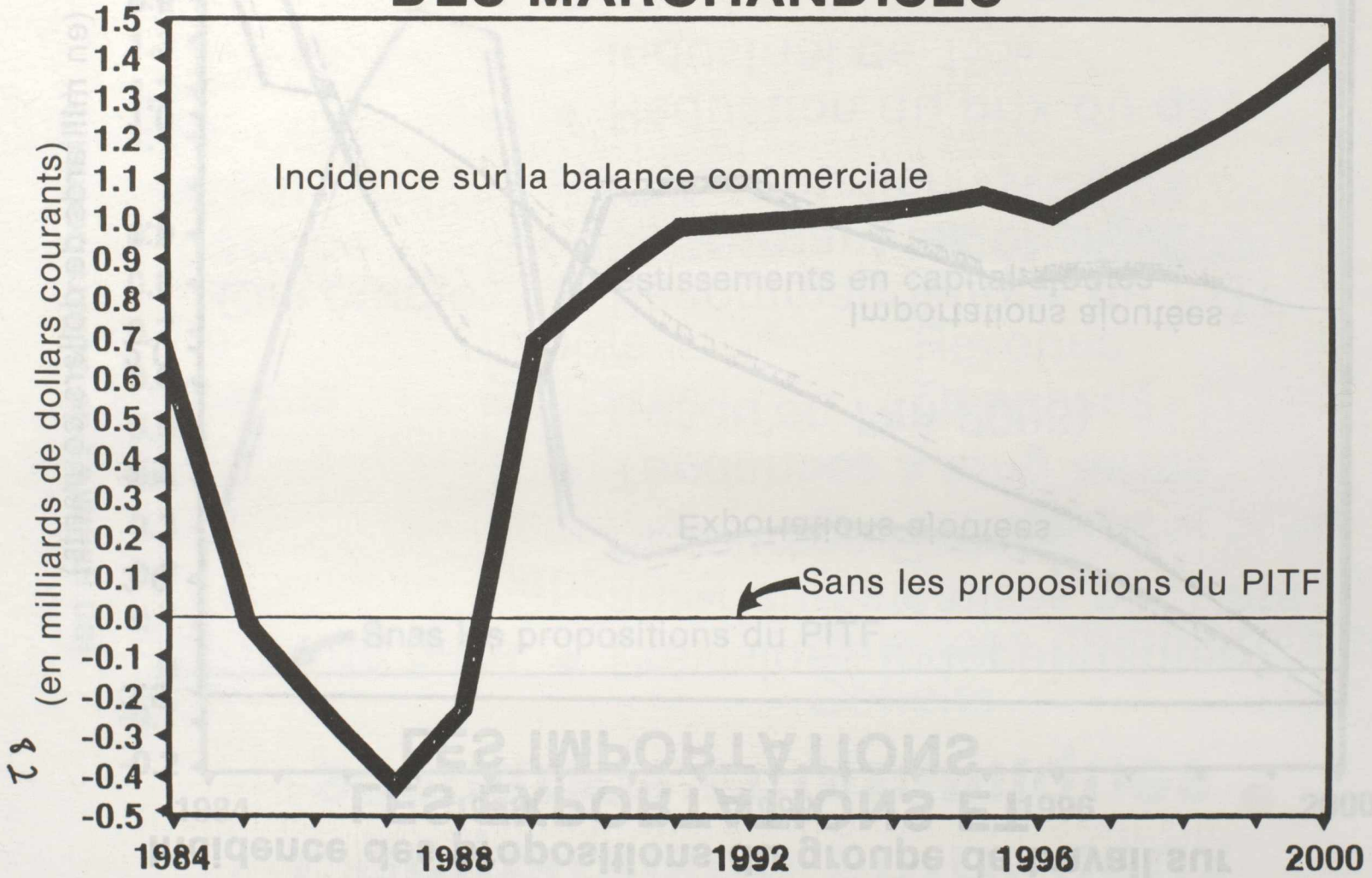
## Incidence des propositions du groupe de travail sur

# LES EXPORTATIONS ET LES IMPORTATIONS

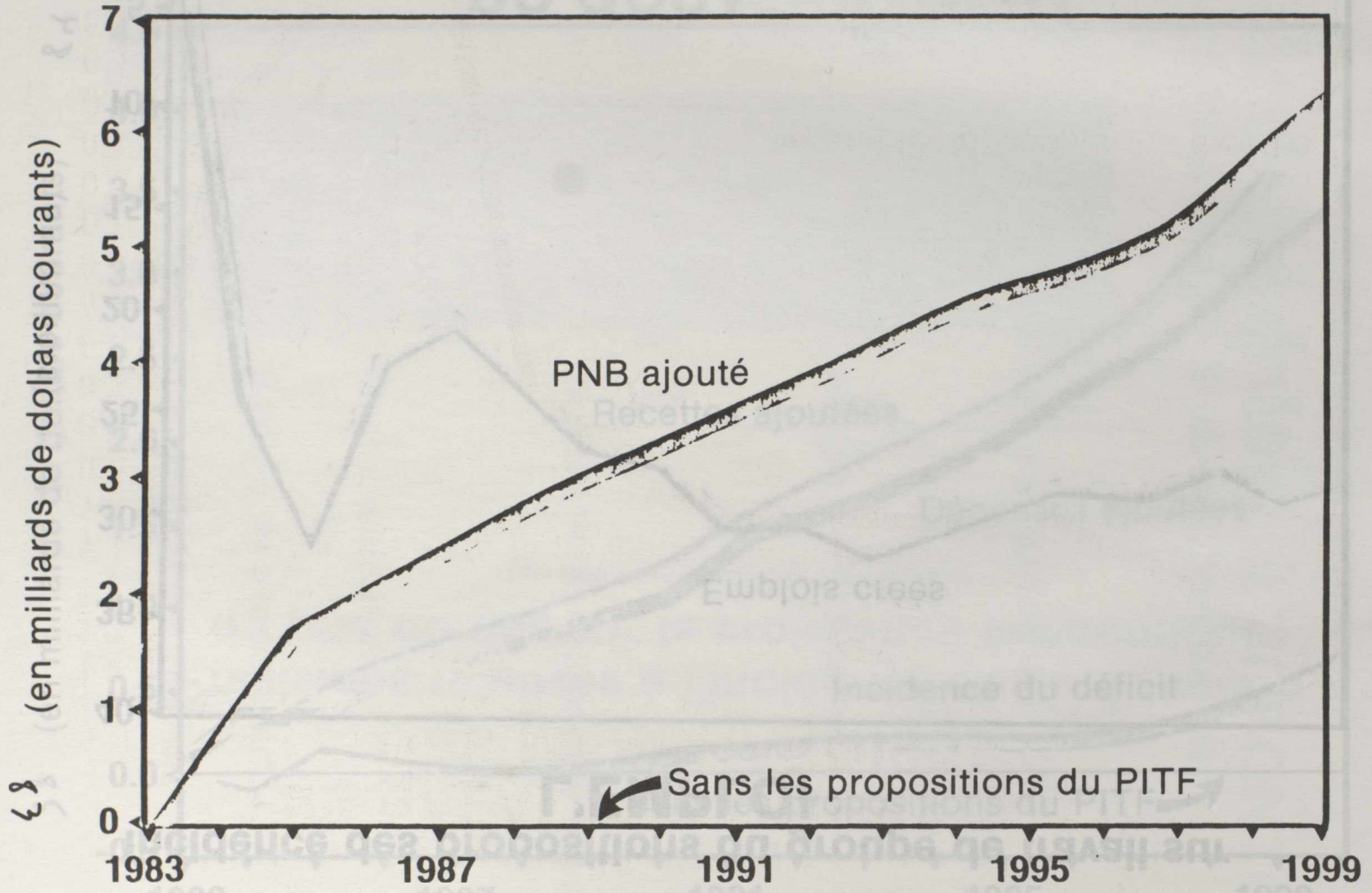


## Incidence des propositions du groupe de travail sur

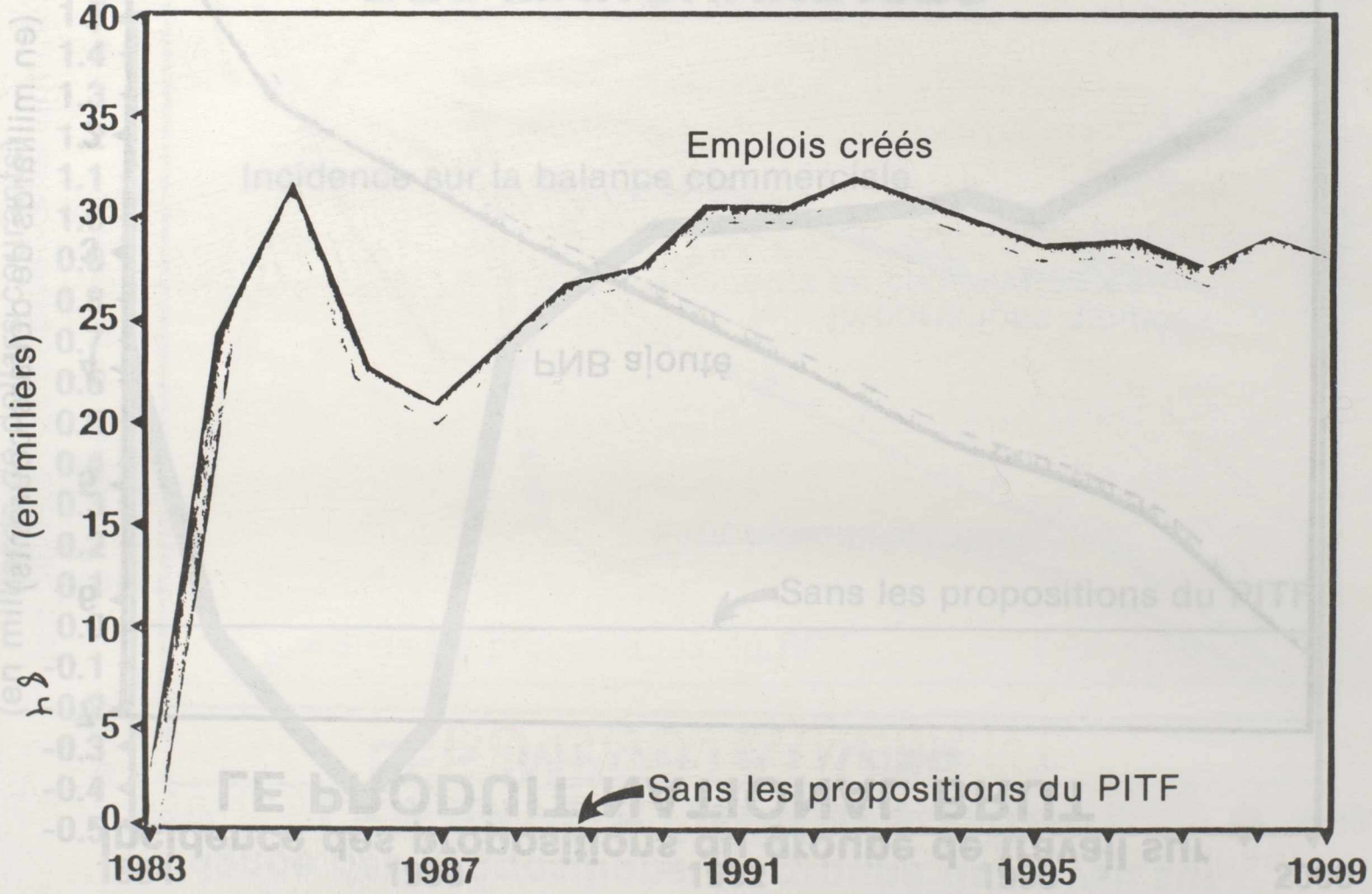
# LES BALANCE COMMERCIALE DES MARCHANDISES



## Incidence des propositions du groupe de travail sur
# LE PRODUIT NATIONAL BRUT

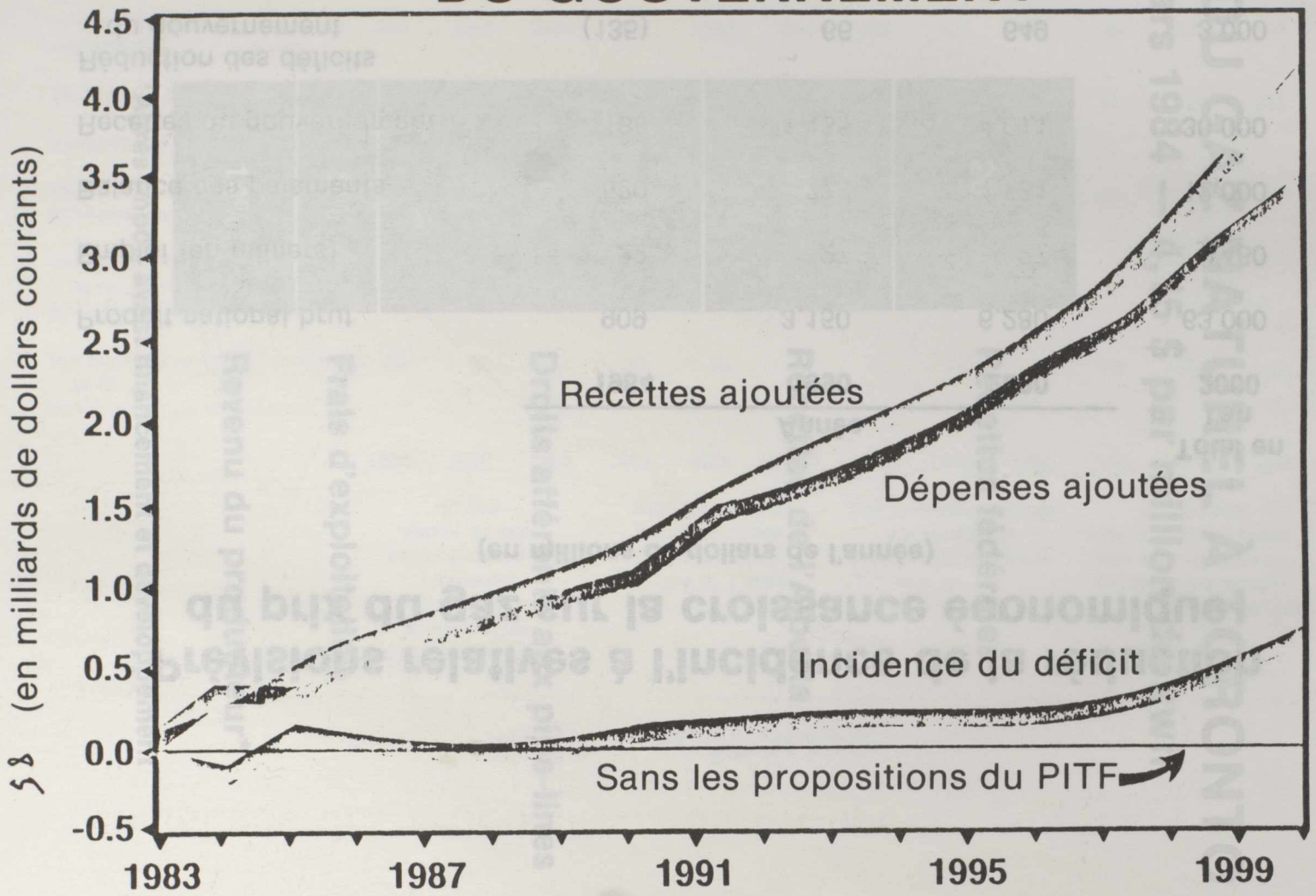


## Incidence des propositions du groupe de travail sur L'EMPLOI



## Incidence des propositions du groupe de travail sur

# LA POSITION FINANCIÈRE DU GOUVERNEMENT



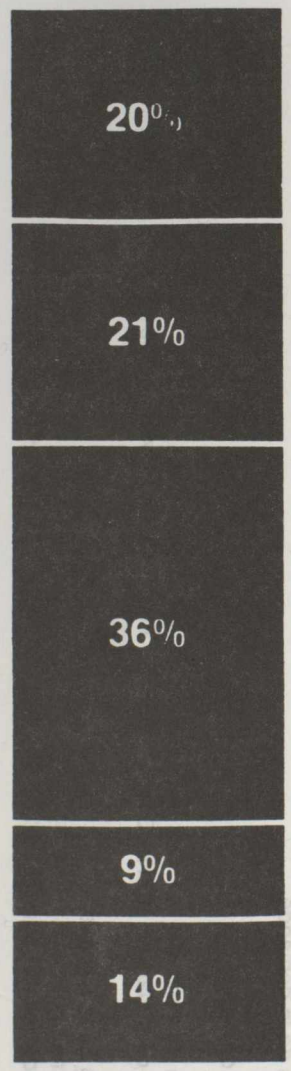
# Prévisions relatives à l'incidence de la réduction du prix du gaz sur la croissance économique

**(en millions de dollars de l'année)**

| | Année | | | Total en l'an |
|---|---|---|---|---|
| | 1984 | 1990 | 2000 | 2000 |
| Produit national brut | 909 | 3,150 | 6,280 | 63,000 |
| Emploi (en milliers) | 22 | 27 | 27 | 460 |
| Balance des paiements | 520 | 773 | 1,731 | 12,000 |
| Recettes du gouvernement | 185 | 1,135 | 4,011 | 30,000 |
| Réduction des déficits du gouvernement | (135) | 66 | 649 | 3,000 |

# PRIX DU GAZ NATUREL À TORONTO

## Mars 1984 — 4,15 $ par million de kwh




Recettes fédérales

Recettes de l'Alberta

Droits afférents aux pipe-lines

Frais d'exploitation

Revenu du producteur*

*Après impôt, avant financement et développement

# Autres scénarios

| | 1. Politique du groupe de travail acceptée: expansion de l'industrie pétrochimique et baisse du prix du gaz | | | 2. Cas n° 1 sans investissements pétrochimiques supplémentaires | | | 3. Modification du prix du gaz seulement; incidence sur l'industrie pétrochimique exclue | | | 4. Exportations de gaz naturel équivalentes aux exportations du cas n° 3 engendrées par les prix | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1984 | 1986 | 1990 | 1984 | 1986 | 1990 | 1984 | 1986 | 1990 | 1984 | 1986 | 1990 |
| Modification de la demande de gaz (en milliards de pieds cubes) | 30 | 53 | 101 | 30 | 53 | 93 | 13 | 34 | 70 | 13* | 34* | 70* |
| Modification de la demande de pétrole (en millions de barils) | -4 | -9 | -16 | -4 | -9 | -16 | -4 | -9 | -16 | — | — | — |
| Modification du PNB réel (en millions de dollars de 1971) | 350 | 635 | 661 | 350 | 497 | 631 | 86 | 267 | 392 | 11 | 27 | 28 |
| Modification de la balance du gouvernement (en millions de dollars courants) | 110 | 463 | 704 | 110 | 420 | 598 | -241 | -17 | -149 | 47 | 154 | 527 |
| Modification de la balance des paiements | 904 | 1342 | 2596 | 904 | 1293 | 2264 | 165 | 462 | 993 | 80 | 234 | 782 |

*Exporté

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From Dow Chemical Canada Inc.:*

Mr. J. M. Hay, Chairman of the Board;

Mr. John E. Gates, P.Eng., Manager, Commercial Administration;

Mr. Dennis G. Barnes, Business Manager, Hydrocarbon and Energy Department.

*De la Dow Chemical Canada Inc.:*

M. J. M. Hay, président;

M. John E. Gates, Ing.P., gestionnaire, Administration commerciale;

M. Dennis G. Barnes, gestionnaire des affaires, Département de l'hydrocarbure et de l'énergie.

**Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

**En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

SENATE OF CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

Wednesday, May 9, 1984

**Issue No. 6**

**Fifth Proceedings on:**

The National Energy Program

WITNESSES:

(See back cover)

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SÉNAT DU CANADA

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 9 mai 1984

**Fascicule nº 6**

**Cinquième fascicule concernant:**

Le Programme énergétique national

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

36763—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

## CORRECTIONS

Issue No. 2
Page 2:44

11th paragraph in the English column should read as follows:

Mr. Nielsen, you have already indicated that you would like to see the government go to the market price for oil now, yet you would also like to see government intervention if the price rises or falls sharply. Those are not the only options; beyond a price shock, what if there is a slow and continual erosion of the price of oil such that over the period of a couple of years tar sands development or frontier development becomes uneconomic? In those circumstances, would you be in favour of a floor price for oil in Canada?

13th paragraph in the English column should read as follows:

MR. CLAY: So, if the change is more gradual, then the industry is prepared to adjust to those changes, even though they might ultimately be of the same magnitude as a price shock?

Page 2:45

1st and 2nd paragraphs in the English column should read as follows:

MR. CLAY: Throughout most of this disscussion the economic concerns certainly seemed to dominate. I think Mr. Smyth came closest to stating that uneconomic aspects of a policy would necessarily be disadvantageous to Canada; yet the United States is establishing as strategic petroleum reserve at considerable cost; it is paying to import more oil than it has to at the present time, and it is paying a charge which is something in the neighbourhood of $8.00 per barrel to establish that reserve, to put the oil in it and have the means of getting the oil back out.

Would you acknowledge that there may be strategic concerns, for example, that would cause the government to arrive at policy decisions which might not be economically advantageous to your industry but might still be perceived to be in the interest of the Canadian public?

4th paragraph in the English column should read as follows:

MR. CLAY: If I could turn to a Canadian case. When the National Energy Board put out its report late in 1974 what in . . .

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MAY 9, 1984
(9)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:07 p.m., with the Honourable James Balfour, presiding in the absence of the Chairman.

*Present:* The Honourable Senators Balfour, Bell and Roblin. (3)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senators Cottreau, Graham, Murray, Rowe, Stewart and Stollery. (6)

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief and Philip DeMont, Research Assistant—ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

*Witnesses:*

*From Home Oil Company Limited:*

Mr. R. F. (Dick) Haskayne, President and Chief Executive Officer;

Mr. Ron Watkins, Vice President, Government and Industry Relations.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840509-01 On motion of the Honourable Senator Bell, it was agreed,—That the brief submitted to the Committee by Home Oil Company Ltd. be appended to this day's proceedings (*see Appendix "ENR-6A"*).

The witnesses made a statement and answered questions.

At 5:22 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

*Le greffier du Comité*
Timothy Ross Wilson
*Clerk of the Committee*

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 9 MAI 1984
(9)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 07, sous la présidence de l'honorable James Balfour (président suppléant).

*Présents:* Les honorables sénateurs Balfour, Bell et Roblin. (3)

*Présents, mais ne faisant pas partie du Comité:* Les honorables sénateurs Cottreau, Graham, Murray, Rowe, Stewart et Stollery. (6)

*Aussi présents: De la Bibliothèque du Parlement, service de recherche, division des sciences et de la technologie:* Dean N. Clay, chef, et Philip DeMont, attaché de recherche—ÉGALEMENT Anthony Kaay, adjoint administratif au Comité.

*Témoins:*

*De la Home Oil Company Limited:*

M. R. F. (Dick) Haskayne, président et directeur général;

M. Ron Watkins, vice-président, Relations avec les gouvernements et les industries.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, selon le mandat accordé par le Sénat le 23 février 1984.

RC840509-01 Sur la motion de l'honorable sénateur Bell, il est convenu,—Que le mémoire présenté au comité par la Home Oil Company Ltd. soit annexé au compte rendu de ce jour (*voir Annexe «ERN-6A»*).

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

A 17 h 22, le Sous-comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du Président.

*ATTESTÉ:*

## EVIDENCE

Ottawa, Wednesday, May 9, 1984

[*Texte*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4.00 p.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator R. James Balfour** (*Acting Chairman*) in the Chair.

**The Acting Chairman:** Honourable senators, we welcome today Mr. Richard F. Haskayne, President and Chief Executive Officer of Home Oil Company Limited. He is accompanied by Mr. Ron Watkins, Vice-President of Government and Industry Relations of that company.

Before they give their presentations, I would appreciate a motion to append the brief of Home Oil Company Limited to the record of today's proceedings.

**Senator Bell:** I so move.

(*For text of appendix see p. A : 1.*)

**The Acting Chairman:** Mr. Haskayne, do you have an opening statement?

**Mr. Richard F. Haskayne, President and Chief Executive Officer, Home Oil Company Limited:** I do, Mr. Chairman.

Mr. Chairman and honourable senators, thank you for giving us this opportunity to express Home's views on the National Energy Program. As you indicated, we have filed a formal brief, and our comments will simply highlight the main points in that brief.

Mr. Ron Watkins, who has already been introduced, is our Vice-President of Government and Industry Relations. He is responsible for co-ordinating our consultations with governments in our role in industry-related organizations such as the Canadian Petroleum Association. I mention this point simply because we are encouraged with the growing awareness with respect to government relations and Mr. Watkins' position in itself speaks of our importance in these relationships. We particularly appreciate your efforts in developing an objective overview of the present strengths and weaknesses of the NEP.

Before I go into that, I should like to say a few words about Home Oil. Home explores for and develops oil and gas principally in Canada but also in the United States, Australia, the North Sea, New Zealand and other international areas. We produce approximately 32,000 barrells of crude oil a day and 150 million cubic feet of gas per day. Of the approximately 700 producing companies operating in Canada, Home is ranked as the fourteenth largest producer of oil and the tenth largest producer of gas.

Home is wholly-owned by Hiram Walker Resources Limited of Toronto, one of Canada's largest Canadian-owned and controlled companies. We have a 91 per cent Canadian ownership rating and, therefore, we qualify for the miximum PIP grants.

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mercredi 9 mai 1984

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 heures pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur R. James Balfour** (*président suppléant*) occupe le fauteuil.

**Le président suppléant:** Honorables sénateurs, nous accueillons aujourd'hui M. Richard F. Haskayne, président-directeur général de la *Home Oil Company Limited*. Il est accompagné de M. Ron Watkins, vice-président, Relations avec les gouvernements et les industries.

Avant qu'ils commencent leur exposé, j'aimerais obtenir une motion tendant à annexer le mémoire de la *Home Oil Company Limited* au compte rendu de la séance d'aujourd'hui.

**Le sénateur Bell:** J'en fais la proposition.

(*Pour le texte de l'annexe, voir p. A : 1.*)

**Le président suppléant:** Monsieur Haskayne, avez-vous une déclaration préliminaire?

**M. Richard F. Haskayne, président-directeur général, Home Oil Company Limited:** Oui, monsieur le président.

Monsieur le président et honorables sénateurs, nous vous remercions de l'occasion qui nous est donnée d'exprimer les vues de la société Home sur le Programme énergétique national. Comme vous l'avez indiqué, nous avons déposé un mémoire et, par conséquent, nos commentaires reprendront simplement les grandes lignes du document.

M. Ron Watkins, qui a déjà été présenté, est le vice-président des Relations avec les gouvernements et les industries; c'est lui qui coordonne nos consultations avec les gouvernements dans le cadre de nos activités au sein des organisations à vocation industrielle comme l'Association pétrolière canadienne. Je le mentionne parce que nous nous réjouissons de l'intérêt croissant qu'on porte aux relations avec les gouvernements, et le poste de M. Watkins témoigne bien en soi de l'importance que nous accordons à ces relations. Nous apprécions particulièrement les efforts que vous déployez en vue de faire une étude objective des points forts et faibles actuels du PEN.

Avant d'aborder cet aspect, j'aimerais dire quelque mots au sujet de la Home Oil. Cette société est engagée dans des activités d'exploration et d'exploitation du gaz et du pétrole principalement au Canada, mais également aux États-Unis, en Australie, dans la Mer du Nord, en Nouvelle-Zélande et ailleurs dans le monde. Nous produisons environ 32 000 barils de pétrole brut et 150 millions de pieds cubes de gaz par jour. Sur les quelque 700 entreprises actives au Canada, Home se classe au quatorzième rang pour sa production du pétrole et au dixième rang pour sa production de gaz.

La société Home appartient entièrement à la société Hiram Walker Resources Limited de Toronto, l'une des plus importantes entreprises détenues par des intérêts canadiens. Notre taux de participation canadienne est de 91 p. 100, et notre

[*Text*]

You may wonder why we are here talking about Canadianization when w are already so Canadianized. We hope that we will be able to explain that later on in our presentation.

In our fiscal year ending September 30, 1984, we expect to spend approximately $340 million on exploration and development activities worldwide, of which approximately $280 million will be spent in Canada. We expect to receive about $135 million PIP grants. Therefore, after those grants, our net capital spending in Canada should total approximately $145 million in 1984.

As you can see, Mr. Chairman, we represent a substantial Canadian force in this industry. Since joining Home Oil in late 1981, I have quickly come to appreciate the importance of the benefits made available to Canadian owned and controlled companies by virtue of the National Energy Program. Before then, I was President of Hudson's Bay Oil and Gas Limited which, of course, was deemed to be a foreign corporation. That corporation, as you undoubtedly know, was taken over by Dome Petroleum. I should explain that I may have some biases in my personal observations due to the fact that I was both a substantial benefactor as a result of my new position with Home but also a sizeable victim as a result of my previous occupation. If you can adjust for my biases, I think it would be useful. Nevertheless, the takeover to which I referred was, we believe, encouraged by the thrust of the National Energy Program.

The point that we wish to make here today is that the Canadianization benefits of the NEP, even though we are fully benefiting from them, is directed to a very segment of the industry. We believe that they lack the maximum effectiveness because the NEP's definition of Canadian ownership and control is far too restrictive. It is so restrictive that many foreign-controlled companies in the petroleum industry have little or no incentive to Canadianize. In fact, Canada's current foreign investment policies encourage companies that are now deemed to be foreign-controlled under these policies to remain so.

The NEP bases eligibility for PIP grants on a company's Canadian ownership rating and on its control status. Control status is determined according to the Foreign Investment Review Act, and it is here that I believe we have a major problem—one that has worked to the industry's and to Canada's distinct disadvantage in the past and that may continue in the future.

The problem is that FIRA's presumption of foreign control, particularly for a public company, we believe is unrealistic. Under that act a public company is deemed to be foreign controlled if a single foreign interest owns 5 per cent or more of its voting rights and the company cannot demonstrate that a larger block is held by one Canadian owner. The irony of this

[*Traduction*]

société est par conséquent admissible au maximum des subventions du Programme d'encouragement du secteur pétrolier. Vous vous demanderez peut-être pourquoi nous allons vous parler de canadianisation alors que notre société est déjà tellement canadianiser. Nous comptons vous l'expliquer ultérieurement au cours de notre exposé.

Pour notre exercice se terminant le 30 septembre 1984, nous prévoyons investir environ 340 millions dans les activités d'exploration et d'exploitation à l'échelle mondiale, dont environ 280 millions au Canada. Nous comptons toucher environ 135 millions en subventions du PESP. Par conséquent, après subventions, nos immobilisations nettes au Canada devraient totaliser environ 145 millions en 1984.

Comme vous pouvez le constater, monsieur le Président, nous représentons une force canadienne non négligeable dans cette industrie. Depuis que j'ai joint les rangs de la Home Oil à la fin de 1981, j'ai pu rapidement apprécier l'importance des avantages que le Programme énergétique national réserve aux entreprises contrôlées par des intérêts canadiens. Avant, j'étais président de la Hudson's Bay Oil and Gas Limited, qui, bien sûr, était considérée comme une entreprise étrangère. Cette société, comme vous le savez certainement, a été acquise par la Dome Petroleum. Cela mérite des explications puisque mes propos risquent d'être teintés de parti pris; en effet, j'ai beaucoup apporté à la Home en y exerçant mes nouvelles fonctions, mais l'abandon de mon ancien poste m'a également dérangé. Il sera donc utile que vous puissiez tenir compte de mes préventions. Quoiqu'il en soit, nous croyons que la mainmise à laquelle je réfère s'est faite sous l'impulsion du Programme énergétique national.

Ce que nous entendons faire valoir aujourd'hui, c'est que les avantages que le PEN réserve aux entreprises qui se canadianisent, bien que pour notre part nous en bénéficions entièrement, ne sont accessibles que pour une faible partie de l'industrie. Nous estimons que ces avantages n'ont donc pas une efficacité maximale, car le PEN donne de la participation et du contrôle canadiens une définition beaucoup trop restrainte. De nombreuses sociétés pétrolières contrôlées par des intérêts étrangers sont donc peu ou pas encouragées à se canadianiser. En fait, les politiques canadiennes en matière d'investissement étranger incitent les sociétés considérées en vertu de ces politiques comme contrôlées par des intérêts étrangers à la demeurer.

Le Programme énergétique national détermine l'admissibilité d'une société aux subventions du PESP en fonction de son taux de participation canadienne et du niveau de contrôle par des intérêts canadiens. Le niveau de contrôle est déterminé par la Loi sur l'examen de l'investissement étranger et voilà, je crois, le problème majeur, problème qui a d'ailleurs mal servi l'industrie et le Canada par le passé et qui pourrait bien continuer de leur nuire.

En effet, les normes de présomption de contrôle étranger aux termes de la Loi sur l'examen de l'investissement étranger, en particulier dans le cas d'une entreprise publique, sont irréalistes. En vertu de la loi, une société publique est réputée contrôlée par des intérêts étrangers si un seul intérêt étranger possède 5 p. 100 ou plus de ses actions comportant droit de vote et que

[*Text*]

presumption, from our point of view, is that once you are deemed to be foreign-owned under that act, whether the foreign holder has 5 per cent, 10 per cent, 50 per cent or whatever, there seems to be no restriction to have that foreign owner go to 100 per cent. The whole concept here is that once it is controlled it does not matter to this country what the percentage ownership is, and that becomes an important point which will be demonstrated to you shortly. This then also acts as a disincentive for foreign companies to Canadianize because their foreign parents would have to reduce their interest to less than 5 per cent or less than the next largest Canadian holder. In most cases, that is completely impractical.

An example of how Canada's foreign investment policy as represented by FIRA do not act in the best interests of the country is Dome Petroleum's takeover of Hudson's Bay Oil and Gas Limited. I assure you that I am not upset about it, and it is long in the past. Since I was involved in this transaction one of the disturbing features to me was that at the time of takeover Dome Petroleum was only 35 per cent Canadian-owned. In other words, 65 per cent of the stock was held by foreign owners. At the same time Hudson's Bay Oil and Gas, which was deemed to be foreign-controlled, had a 40 per cent Canadian ownership content under the current definition. There was only one significant difference that I can see between those two companies, and it is simply that Hudson's Bay Oil and Gas had one shareholder who owned 53 per cent of the stock. It is interesting to note in that circumstance that under the current Foreign Investment Review guidelines that Conoco, had it wanted to, could have gone from 53 per cent to a 100 per cent had it chose to make an offering for the balance of the stock. Of course, it did not do that.

The outcome of that is that the acquisition broke up an effective management team and eliminated a company which had been a responsible corporate citizen for over 50 years. Hudson's Bay's management was totally Canadian. Seven of its 12 directors were Canadian and the board was entirely responsible for the selection of the company's management team. My 25 years of experience in the Canadian petroleum industry tell me that companies like Hudson's Bay, having one dominant foreign shareholder combined with a large percentage of voting stock in the hands of the public, rank among the finest in terms of performance and corporate responsibility. Ultimately, of course, they benefit Canada. Such companies over the years have transferred an incredible amount of technology and management skills from their foreign parents to Canadians.

At this point, Mr. Chairman, let me re-emphasize that there is now no incentive, PIP grants or otherwise, for large Canadian subsidiaries of foreign companies to make more of

[*Traduction*]

la société n'est pas en mesure de prouver qu'une part plus importante des actions est détenue par des intérêts canadiens. L'ironie de cette présomption, à notre avis, est qu'une fois qu'une entreprise est considérée aux termes de la loi comme appartenant à des intérêts étrangers, peu importe que ceux-ci détiennent 5 p. 100, 10 p. 100, 50 p. 100 ou quelque autre pourcentage des actions, il semble n'y avoir aucun obstacle à ce que cette proportion atteigne 100 p. 100. L'idée générale est qu'à partir du moment où une entreprise est contrôlée par des intérêts étrangers, on ne se préoccupe plus du taux de participation; or cela constitue un point important, comme nous tenterons de vous le démontrer tout à l'heure. Cette situation tend également à décourager les entreprises étrangères de se canadianiser, car les sociétés mères devraient alors réduire leurs intérêts à moins de 5 p. 100 ou à un niveau inférieur à celui du plus important actionnaire canadien. Dans la plupart des cas, ce n'est pas faisable.

Un exemple, celui de la mainmise de la *Dome Petroleum* sur la *Hudson's Bay Oil and Gas Limited* suffit à démontrer à quel point la politique du Canada en matière d'investissement étranger, formulée par la Loi sur la révision de l'investissement étranger, ne sert pas au mieux les intérêts canadiens. Je vous assure que cette mainmise ne me bouleverse plus, c'est de l'histoire ancienne. Mais ayant participé à la transaction, j'ai constaté un élément troublant; en effet, au moment de l'acquisition, *Dome Petroleum* n'appartenait qu'à 35 p. 100 à des intérêts canadiens. En d'autres mots, 65 p. 100 des actions étaient détenues par des étrangers. A cette époque, la *Hudson's Bay Oil and Gas,* réputée contrôlée par des intérêts étrangers, appartenait à 40 p. 100, d'après la définition actuelle de la Loi, à des intérêts canadiens. Je ne vois qu'une différence importante entre ces deux entreprises, c'est que dans le cas de la *Hudson's Bay Oil and Gas,* l'un de ses actionnaires possédait 53 p. 100 des actions. Il est intéressant de noter qu'en vertu des directives concernant la révision de l'investissement étranger, la société Conoco aurait pû, si elle l'avait voulu, accroître sa participation de 53 p. 100 à 100 p. 100 en soumettant une offre pour le reste des actions. On sait qu'elle ne l'a pas fait.

L'acquisition de la société a eu pour résultat de démembrer une équipe de direction efficace et de supprimer une entreprise qui agissait en citoyen moral responsable depuis plus de cinquante ans. La direction de la *Hudson's Bay* était entièrement composée de Canadiens. Sept de ses douze administrateurs étaient Canadiens et le conseil était entièrement responsable du choix des membres de l'équipe de direction. Mes 25 ans d'expérience dans l'industrie pétrolière canadienne m'ont appris que des entreprises comme la *Hudson's Bay,* qui était composée d'un actionnaire principal étranger, mais dont un important pourcentage d'actions comportant droit de vote étaient aux mains du public, se classait parmi les premières pour son rendement et son sens des responsabilités. En fin de compte, de telles entreprises servent les intérêts du Canada. Au cours des années, elles ont transféré une quantité impressionnante de connaissances techniques et administratives de leur société mère au Canada.

Monsieur le président, j'aimerais insister encore une fois sur le fait qu'il n'existe actuellement aucun stimulant, subvention du PESP ou autre qui incite les filiales canadiennes d'entrepri-

[*Text*]

their voting stock available to Canadians because the foreign parents would now have to drop their ownership rating to below the unrealistic 5 per cent FIRA threshold. Therefore, it is my contention that we should adopt a new broadened definition of Canadian control, one that would encourage foreign companies to invest in this country and create significant opportunities for Canadians. The new definition should recognize a company's performance as a corporate citizen, the extent to which its voting stock is available for purchase by Canadians on Canadian stock exchanges, and the related public disclosure and scrutiny to which its operations would thus be exposed.

In our submission we are advancing the concept that a company would be designated Canadian-owned and controlled if some of the following conditions were met: first, not more than 50 per cent of its voting equity is owned by one foreign holder, second, the majority of the board of directors is Canadian; and third, certain other bylaw requirements, such as negative voting control, and so on, are met.

I stress to honourable senators that this is only a concept. We have not fully refined all of the details, but we believe that the idea is worth further work on a policy level. Perhaps, for example, the foreign ownership threshold should be different from 50 per cent. Perhaps it should be 40, perhaps it should be 60. Our point is simply that it should be higher than the 5 per cent that is now in the legislation.

I would be remiss, of course, if I did not mention that Canada is beginning to recognize an enlightened attitude towards foreign investment control. A recently completed transaction with Canadian Occidental Petroleum, whereby it acquired the Canadian assets of Canada-Cities Service, developed into a company that is now approximately 50 per cent owned by the public and 50 per cent owned by the U.S. parent company. That is the sort of company that we think will provide a first-class investment vehicle wth excellent growth potential for Canadians.

Coupled with the broadening of the definition of Canadian ownership and control, it is important to make the Canadianization incentives themselves more effective. Here e are thinking of changes designed not only to promote continued Canadianization of the industry, but also to extract optimum industry activity and results. For example, the PIP grants should be scaled down on Canada lands. In fact, in the CPA submission to this group it was recommended that the PIP grants be abolished at the end of 1986. That is a discussion we could hold later. In any even, if, for whatever reason, PIP grants are continued, they could be reduced but made available to a much broader segment of the industry by the definition that we have just outlined.

The scale-down of PIP grants could, of course, be carefully done so that exploration activity in key areas of interest on Canada lands would not be unduly reduced. Special consider-

[*Traduction*]

ses étrangères à rendre une part accrue de leurs actions comportant droit de vote accessibles aux Canadiens, car les sociétés mères devraient alors réduire leur taux de participation en deça du seuil irréaliste de 5 p. 100 exigé par la Loi sur la révision des investissements étrangers. Par conséquent, j'estime que nous devrions adopter une définition plus large du contrôle canadien, en vue d'encourager les entreprises étrangères à investir au Canada et ouvrir aux Canadiens des débouchés importants. La nouvelle définition devrait tenir compte du comportement d'une entreprise comme citoyen moral, de la mesure dans laquelle ses actions donnant droit de vote sont accessibles aux Canadiens sur le marché boursier canadien et de la divulgation et de la surveillance dont ses activités feraient par conséquent l'objet.

Dans notre mémoire, nous avonçons l'idée qu'une entreprise serait considérée comme étant contrôlée par des intérêts canadiens aux conditions suivantes: premièrement, au plus 50 p. 100 de ses actions appartiendraient à des intérêts étrangers; deuxièmement, le conseil d'administration serait composé en majorité de Canadiens et, troisièmement, certaines autres exigences concernant les status de la société, en ce qui a trait entre autres au contrôle négatif du vote, devraient être respectées.

Ce n'est qu'une idée. Nous n'avons pas arrêté tous les détails, mais nous croyons que notre proposition mériterait une étude poussée. Par exemple, le seuil de participation étrangère pourrait être différent de 50 p. 100, peut-être 40 p. 100, peut-être 60 p. 100. Nous estimons qu'il devrait être supérieur au niveau de 5 p. 100 que prévoit actuellement la loi.

Je me dois évidemment de mentionner que le Canada fait preuve de plus d'ouverture en matière de contrôle de l'investissement étranger. Une transaction récente avec la Canadian Occidental Petroleum, qui a permis à cette entreprise d'acquérir les avoirs canadiens de la société Canada-Cities Service, a créé une entreprise maintenant contrôlée à 50 p. 100 par le public et à 50 p. 100 par la société mère américaine. Ce type de société, estimons-nous, constitue un moyen d'investissement de première classe comportant d'excellentes possibilités de croissance pour les Canadiens.

En plus d'élargir la définition de la participation et du contrôle canadiens, il importe d'améliorer l'efficacité des mesures d'encouragement à la canadianisation. Nous pensons ici à des changements visant non seulement à favoriser une canadianisation soutenue de l'industrie, mais tendant également à optimaliser le dynamisme et le rendement des industries. Par exemple, les subventions du PESP devraient être réduites sur les territoires du Canada. En fait, la CPA recommandait dans le mémoire qu'elle vous a présenté d'abolir les subventions du PESP à la fin de 1986. On pourra en discuter plus tard. Quoiqu'il en soit, si, pour quelque raison que ce soit, les subventions du PESP sont maintenues, elles pourraient être réduites mais rendues accessibles à une plus vaste gamme d'entreprises en vertu de la définition que nous avons exposée.

La réduction des subventions du PESP pourrait, bien entendu, être appliquée avec prudence de manière que les activités d'exploration dans les régions clés des terres du Canada

[*Text*]

ation should also be given to the existing farm-in commitments of Canadian companies now operating on Canada lands. PIP grants covering these commitments could be maintained at their present level until the commitments are fulfilled and the companies involved have earned their maximum working interests.

As a further incentive for foreign-controlled companies to comply with a broadened definition of Canadian control, compliance could be made a prerequisite for exploration rights as well as for production licences on Canada lands. At the present time, a company simply has tobe 50 per cent or more Canadian-owned and does not necessarily have to be Canadian-controlled to obtain a production licence, but there are no ownership restrictions on the granting of new exploration rights. We believe that this would enhance the Canadianization of the industry and would not in any way be found to be objectionable to foreign owners in this industry, in that they would have developed their Canadian content in the time that they got the exploration rights.

Mr. Chairman, that concludes Home's comments on the present Canadianization policy measures. Certainly it is our view that the underlying principles of the NEP—that is, security of supply, opportunity for Canadians to participate and fairness in pricing and revenue sharing—should continue to guide the government's policymaking with respect to the petroleum industry in Canada. The challenge for our policymarkers is to improve the Canadianization measures of the NEP so that Canadianization of the industry can be achieved rationally and in a manner that maximizes the industry's response to the goals of the NEP, both on Canada lands and in the provinces.

We find particularly encouraging the current round of energy policy discussions. Governments now seem to be listening more carefully to some of us and we, in turn, are more readily recognizing the needs and priorities of governments in our business planning.

Thank you, Mr. Chairman, for your attention. We will now be pleased to try to answer any questions with respect to our brief.

**The Acting Chairman:** Before we proceed to questioning, Mr. Haskayne, I draw your attention to page 6 of your statement, the second paragraph, wherein it states:

> In our submission, we are advancing the concept that a company be designated Canadian-owned and controlled if not more than 50 per cent of its voting equity is owned by one foreign interest or related interests,

Do you not mean that the aggregate of foreign ownership should not exceed 50 per cent?

**Mr. Haskayne:** No, we mean just that; that, if one interest owner or related group of owners had more than 50 per cent, we would say it is foreign controlled. What we are saying, however, is that, if stock is traded publicly, then we do not

[*Traduction*]

ne soient pas indûment réduites. Il faudrait également accorder une attention spéciale aux engagements d'entreprises canadiennes qui œuvrent actuellement sur les terres du Canada. Les subventions du PESP liées à ces engagements pourraient être maintenues à leur niveau actuel jusqu'à ce qu'ils soient remplis et que les entreprises cncernées aient touché le maximum de leurs intérêts d'exploitation.

Comme autre mesure visant à amener les entreprises contrôlées par des intérêts étrangers à se conformer à une définition élargie du contrôle canadien, le respect des exigences de cette définition pourrait constituer une condition préalable à l'obtention du droit d'exploration et d'une licence de production sur les territoires du Canada. A l'heure actuelle, il suffit à une entreprise d'appartenir à 50 p. 100 ou plus à des intérêts canadiens et elle ne doit pas nécessairement être contrôlée par des Canadiens, pour pouvoir obtenir une licence de production; toutefois, l'obtention de nouveaux droits d'exploration n'est assujettie à aucune limite de participation. Nous estimons qu'une telle définition favoriserait la canadianisation de l'industrie et ne soulèverait aucunement le mécontentement des propriétaires étrangers dans la mesure où ils auraient acquis un contenu canadien au moment d'obtenir des droits d'exploration.

Monsieur le président, je termine ici les commentaires de la Home's concrnant la politique actuelle de canadianisation. Nous croyons que les principes sous-jacents du PEN, à savoir sécurité d'approvisionnement, possibilité de participation des Canadiens et partage équitable du fardeau et des avantages, doivent continuer d'inspirer la politique du gouvernement à l'égard de l'industrie pétrolière au Canada. Le défi qui se pose à nos décideurs consiste à améliorer les mesures d'encouragement à la canadianisation prévues par le PEN de manière que la canadianisation de l'industrie se fasse de façon rationnelle tout en favorisant au mieux l'appui de l'industrie aux objectifs du PEN, tant sur les terres du Canada que dans les provinces.

Nous trouvons particulièrement encourageante la ronde actuelle de discussions sur la politique énergétique. Les gouvernements semblent être plus attentifs aux attentes de certaines entreprises et, en retour, nous sommes disposés à reconnaître les besoins et les priorités des gouvernements en ce qui concerne la planification de nos activités.

Monsieur le président, je vous remercie de votre attention. Nous tenterons maintenant de répondre à vos questions concernant le mémoire.

**Le président suppléant:** Avant de passer aux questions, M. Haskayne, j'attire votre attention sur le deuxième paragraphe, à la page 6 de votre mémoire:

> Dans notre mémoire, nous avançons l'idée qu'une entreprise soit désignée comme contrôlée par des intérêts canadiens si au plus 50 p. 100 de ses actions comportant droit de vote appartiennent à des intérêts étrangers ou liés.

Voulez-vous dire que la totalité de la participation étrangère ne doit pas excéder 50 p. 100?

**M. Haskayne:** Non, nous voulons simplement dire que si un propriétaire ou un groupe lié de propriétaires détenait plus de 50 p. 100 des actions, nous considérons que la société est contrôlée par des intérêts étrangers. Toutefois, nous estimons que

[*Text*]

think that we should try to trace and identify the individual holders of that stock. As long as the stock is publicly available to Canadians, the current mechanism of trying to identify where each holder is resident is, we think, countrary.

**The Acting Chairman:** In other words, the company could be 100 per cent foreign owned as long as the individual units of foreign ownership were no larger, in any case, than 50 per cent?

**Mr. Haskayne:** I suppose that theoretically that is true. Dome Petroleum, the example we quoted, was widely held stock because it was so popular as anninvestment vehicle in the United States. Sixty per cent of the stock was held there.

**The Acting Chairman:** I did not get that meaning from your brief, but, in any event, that is what you mean to say?

**Mr. Haskayne:** Our intention is that once the stock is publicly traded—whatever percentage of it that is available—it should be deemed to be Canadian for these purposes. I could give you, by way of example, the company I work for. Hiram Walker is one of the oldest companies in this country. Its stock is very widely held. Over 90 per cent of the stock is held in Canada, as we have already mentioned in our opening comments. If, for some reason, the New York market or the London market or some market outside of Canada likes that stock, there is nothing to preclude the accumulation of that stock—whether it is by one hand or by literally thousands of shareholders—from moving out of Canada. I do not know how that can be stopped, but I would suggest that the operation and the identity of Hiram Walker will not change if 20 per cent of the stock moved out of Canada. Such a movement is beyond the control of a company.

**The Acting Chairman:** Thank you. Do honorable senators have questions? Mr. DeMont, would you like to address some questions to the witnesses?

**Mr. Philip DeMont, Research Assistant, Science and Technology Division, Research Branch, Library of Parliament:** In your last statement, are you advocating some type of control so that stocks cannot go out of the country?

**Mr. Haskayne:** The control that we would advocate is that, if a major holder got to within 50 per cent held by one bloc—for purposes of our illustration—we think that that holder should not then be permitted to go beyond that 50 per cent without FIRA approval. In other words, the company is deemed to be Canadian if it has one holder who has 50 per cent or less, provided the balance of this stock is traded publicly. However, that holder should not be permitted to go beyond that so that they could wind up with 100 per cent. In our brief, we used to illustration of Canadian Superior as an example, where it was 50 per cent owned. A few years back, the stock was publicly traded for the balance of the 50 per cent, and then the parent company decided to go from 50 to 100 per cent and there was not one word said about that.

[*Traduction*]

si les actions sont négociées publiquement, il ne faut pas tenter de retracer et d'identifier les détenteurs individuels de ces actions. Tant que les actions sont accessibles au public canadien, le mécanisme actuel consistant à établir où réside chaque actionnaire est, estimons-nous, contre-indiqué.

**Le président suppléant:** En d'autres mots, la société pourrait appartenir à 100 p. 100 à des intérêts étrangers pour autant que les unités individuelles de participation étrangère ne dépassent pas, disons, 5 p. 100?

**M. Haskayne:** Je suppose que c'est vrai, en théorie. L'exemple que nous avons cité, Dome Petroleum, était une société ouverte qui représentait un moyen d'investissement très prisé aux États-Unis. Soixante pour cent de ses actions étaient détenues par des Américains.

**Le président suppléant:** Ce n'est pas ce que j'ai compris à la lecture de votre mémoire, mais quoiqu'il en soit c'est ce que vous voulez dire?

**M. Haskayne:** Ce que nous souhaitons, c'est qu'une fois qu'une action est négociée publiquement, peu importe quel pourcentage en est disponible, elle soit considérée comme une action canadienne. Je pourrais vous citer, comme exemple, la société pour laquelle je travaille, la Hiram Walker, qui est l'une des plus anciennes entreprises au Canada. C'est une société ouverte. Plus de 90 p. 100 des ses actions sont détenues au Canada, comme nous l'avons déjà mentionné dans nos observations préliminaires. Si, pour quelque raison, le marché de New York ou de Londres ou un autre marché extérieur désire acquérir ses actions, rien ne peut empêcher que les actions, qu'elles soient acquises par un ou par plusieurs milliers d'actionnaires, ne quittent le Canada. Je ne vois pas comment on pourrait l'empêcher, mais j'estime que l'activité et l'identité de la Hiram Walker ne seront pas modifiées si 20 p. 100 de ses actions sortent du Canada. Un tel mouvement ne relève pas du contrôle d'une entreprise.

**Le président suppléant:** Merci. Y a-t-il des questions? Monsieur DeMont, voulez-vous poser des questions aux témoins?

**M. Philip DeMont, attaché de recherches, division des sciences et de la technologie, service de recherches, bibliothèque du Parlement:** Dans votre dernière déclaration, préconisez-vous une certaine forme de contrôle pour que les actions ne puissent sortir du pays?

**M. Haskayne:** Ce que nous proposons, c'est que si un seul actionnaire acquérait 50 p. 100 des actions en un seul bloc, il ne devrait pas être autorisé à dépasser ce seuil sans l'autorisation de l'ATIE. En d'autres mots, la société est réputée canadienne si l'un de ses actionnaires détient 50 p. 100 ou moins des actions, à condition que le reste soit négocié publiquement. Toutefois, l'actionnaire ne devrait pas être autorisé à dépasser ce seuil afin d'éviter qu'il ne se retrouve avec la totalité des actions. Dans notre mémoire, nous prenons comme exemple la Canadian Superior dont la propriété des actions était partagée à 50 p. 100. Il y a quelques années, le reste des actions a été négocié publiquement, et la société mère a ensuite décidé de faire passer son avoir de 50 p. 100 à 100 p. 100 des actions, et il n'y a eu aucune objection.

[*Text*]

**Mr. DeMont:** Do you believe that the petroleum industry should be 50 per cent Canadian-owned?

**Mr. Haskayne:** We do not object to that goal, no.

**Mr. DeMont:** Do you believe it should be 50 per cent Canadian-controlled?

**Mr. Haskayne:** That gets into a definition of how a company is, in fact, controlled and that is the exact point we are making. If a company operates in a public forum and is subject to all these securities legislation and stock exchange requirements and a board of directors that is half-elected by the public, we suggest to you that that in itself is a very significant discipline. However, the actual control of the company will reside with the board.

**Mr. DeMont:** However, given the problems of corporate voting practice, do you consider that the shareholder holdings are enough of a monitor upon the management of the company? What I am thinking of specifically is the idea of proxy voting or this type of a problem, so that management basically perpetuates. What I was thinking of is a ten per cent or a 20 per cent foreign-owned interest controlling the management; the Canadian shareholders, because they are so miniscule, and because of the problems of communication and this type of thing, are not able to organize to promote slates of management, et cetera, that are in Canadian interests. Thus, in effect, the firm is foreign-controlled.

**Mr. Haskayne:** To me that is a theoretical argument. I have seen very few practical abuses. I could quote, I suspect, more good examples of a foreign owner who has made a good contribution than you can quote example where that interest has been abused.

**Mr. DeMont:** Very well.

**Mr. Haskayne:** That is the crux of this issue. The assumption is that if there is a large interest owner, by nature that is bad. I do not accept that, because he also has a big investment in the company and, by and large, you will find that his interests are consistent with those of the other shareholders. We do not seem to recognize that. We assume that as soon as someone owns more than five per cent in one block, that that is a great big negative. I am suggesting to you that in the petroleum industry in particular you can demonstrate the successful companies in this country that have made a contribution over many years. The reverse has been true where the technology and information and quality of directors, et cetera, have been given by that major shareholder. This is my experience, far beyond any negatives I have ever seen that you are alluding to.

**Mr. DeMont:** There is one point I would like to pick out of your brief. You said that if Canadians chose not to buy and hold the stock, the company should not nevertheless be allowed to compete freely and fairly without constraints tied to the ongoing measurement of its Canadian control and ownership status. Are you suggesting that the mere potential of 50 per cent

[*Traduction*]

**M. DeMont:** Croyez-vous que l'industrie pétrolière devrait appartenir à 50 p. 100 des Canadiens?

**M. Haskayne:** Nous ne nous y opposons pas.

**M. DeMont:** Croyez-vous qu'elle devrait être contrôlée à 50 p. 100 par des canadiens?

**M. Haskayne:** Il s'agit de savoir comment une entreprise est, de fait, contrôlée et c'est justement le point que nous faisons valoir. Si une société œuvre sur la place publique et qu'elle est assujettie à la législation sur les titres et aux exigences concernant les activités boursières et que la moitié de son conseil d'administration est élu par le public, nous estimons que cela est en soi significatif. Toutefois, le contrôle réel de l'entreprise dépendra du conseil d'administration.

**M. DeMont:** Toutefois, étant donné les problèmes des sociétés concernant les pratiques relatives au droit de vote, êtes-vous d'avis que les actions que détiennent les actionnaires sont suffisantes pour leur permettre de contrôler l'administration de la société? Là où je veux en venir, c'est l'idée du vote par procuration, ou autres problèmes de ce genre, qui a pour but fondamental de maintenir l'administration en place. Ce à quoi je pensais en fait, c'est que des investissements étrangers de l'ordre de 10 ou 20 p. 100 puissent contrôler la société; parce que les actionnaires canadiens, en raison de leur nombre minoritaire ainsi que des problèmes de communication, etc., sont incapables de présenter des listes de candidats pour former un conseil d'administration qui aurait à cœur les intérêts canadiens. Par conséquent, en fait, la société est contrôlée par des étrangers.

**M. Haskayne:** Pour moi, ce n'est qu'en théorie. Dans la pratique, je n'ai été témoin que de très peu d'abus. Je pourrais, je crois, vous citer plus d'exemples où la participation étrangère a été bénéfique, que vous pourriez m'en citer où il y a eu des abus.

**M. DeMont:** Très bien.

**M. Haskayne:** C'est là le cœur du problème. On présume que lorsqu'il y a un actionnaire qui a des investissements considérables, cela est par le fait même mauvais, et je ne suis pas d'accord parce qu'en fait, cet actionnaire qui un investisseur considérable dans la société a aussi des intérêts compatibles avec ceux des autres actionnaires. Nous ne semblons pas reconnaître ce fait. Nous supposons, dès qu'un actionnaire possède plus de 5 p. 100 des actions, que c'est très négatif. Je peux vous dire que dans l'industrie pétrolière en particulier, il se trouve des sociétés qui ont très bien réussi au cours des années. Par contre, le contraire est vrai également lorsque le principal actionnaire était responsable de la technologie, de l'information ainsi que de la qualité des administrateurs, etc . . . Cela, selon mon expérience, est beaucoup plus important que toutes les répercussions négatives auxquelles vous avez fait allusion.

**M. DeMont:** Il y a un passage dans votre mémoire que j'aimerais citer: Si les Canadiens préfèrent pour une raison quelconque ne pas acheter les actions que leur offre une société pétrolière, il faudrait cependant lui permettre d'opérer librement sur le marché sans qu'elle fasse l'objet de restrictions reliées au processus constant d'évaluation visant à établir si elle satisfait aux critères sur la participation et le contrôle

[*Text*]

Canadian ownership is enough to qualify a firm for the PIP grants, as you seem to indicate in the brief?

**Mr. Haskayne:** Let me reverse the question: How do you think we would respond today with 50,000 shareholders and a 90 per cent core acting if, for some reason, the stock started to move out of Canada? What control do we have to preclude that? How could we ever, in fact, respond once the stock is available and it is publically traded? If we want to participate in the world of market trading, what can we do? I do not know how that is practical.

**The Acting Chairman:** If I may interject here, is that not almost an argument against the PIP grant system?

**Mr. Haskayne:** It could well be. At this stage we have made major investment decisions on the strength of the fact that we would have something over an 80 per cent core rating.

**The Acting Chairman:** Do you wake up the odd night wondering about that?

**Mr. Haskayne:** I gather that we could try to rebut that, or explain it, but in my view it is not very practical. That is why we have to say that, as long as the stock is available, Canadians are better investors, I think, than we often give them credit for. There are very large financial institutions in this country that, today, in my view, have a very limited scope of oil and gas stocks to invest in. If you are an investor and you look at the number of stocks where you can actually invest, compared to say ten years ago, you have Home Oil, which is 100 per cent owned by Hiram Walker; you have Canada Superior which we have talked about, which is a great market vehicle for investment institutions. On the other hand, you have Pacific Petroleum which has gone and Fina which has gone. I could go on at some length. The list is fairly substantial. Today, if you were looking to buy a high quality senior oil and gas producer, you would have a very difficult time finding that.

**The Acting Chairman:** Perhaps I am not understanding your argument but, if I do understand it, you are saying that at the moment you qualify for the maximum PIP grant because you have a 93 per cent core. You are pointing out that any well-managed company has to make its plans within a fairly long-term timeframe in the anticipation that PIP grants will flow in. However, you are also saying that with free operation of international financial markets, if some foreign entity decided to take a run at your company, your 93 per cent core rate could diminish to, say 40 per cent, at which point in time you would lose the PIP grant benefit, quite without any wrongdoing on your part; it would just happen. It seems to me that this is a negative.

**Mr. Haskayne:** You used the example of one company acquiring control. I would suspect in that instance that FIRA

[*Traduction*]

canadiens. Voulez-vous dire que la simple possibilité qu'une participation canadienne à 50 p. 100 serait suffisante pour obtenir des subventions dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers?

**M. Haskayne:** Permettez-moi d'inverser la question: Comment pensez-vous que nous réagirions aujourd'hui, avec 50,000 actionnaires et un taux de participation canadienne à 90 p. 100, si pour une raison ou pour une autre, les capitaux sortaient du pays? De quels moyens disposons-nous pour prévenir cette situation? Comment, en fait, pourrions-nous réagir une fois les actions émises dans le public, si nous voulons avoir accès aux marchés mondiaux, que pourrions-nous faire? Je n'en sais rien.

**Le président suppléant:** Si vous me permettez d'intervenir ici, cet argument n'est-il pas celui que l'on invoque presque toujours contre le Programme d'encouragements pétroliers?

**M. Haskayne:** C'est fort possible. A cet stade-ci, nous avons décidé de procéder à des investissements considérables en comptant sur le fait que nous aurions une participation canadienne de plus de 80 p. 100.

**Le président suppléant:** Vous réveillez-vous de temps à autre la nuit pour y penser?

**M. Haskayne:** Je suppose que nous pourrions essayer de réfuter cet argument, ou de l'expliquer, mais à mon avis ce n'est pas très pratique. C'est pourquoi nous devons dire qu'aussi longtemps que les actions sont disponibles, les Canadiens, à mon avis, sont de meilleurs investisseurs que nous ne leur en donnons le crédit. Il y a dans notre pays de très importantes institutions financières qui, aujourd'hui, n'ont accès qu'à une gamme très limitée d'actions dans les secteurs pétrolier et gazier. Si, actuellement, vous vouliez investir et que vous cherchiez quelles sont les actions que vous pourriez acheter, par rapport à, disons, il y a dix ans, vous auriez la société Home Oil, contrôlée à 100 p. 100 par Hiram Walker; la *Canadian Superior* dont nous avons déjà parlé, qui est une société intéressante pour des investissements par des institutions financières. D'un autre côté, vous avez Pacific Petroleum et Fina qui sont parties. Je pourrais continuer ainsi. La liste est assez longue. Aujourd'hui, si vous vouliez acheter des actions dans une société gazière ou de pétrolière très réputée, vous auriez beaucoup de difficulté à en trouver.

**Le président suppléant:** Je ne saisis peut-être pas bien votre argument, mais, si j'ai bien compris, vous dites qu'en ce moment vous êtes admissible au maximum des subventions dans le cadre du PEP parce que votre participation canadienne est de 93 p. 100. Vous avez déclaré que toute société bien dirigée doit faire des projets à long terme en comptant sur des subventions dans le cadre du PEP. Toutefois, vous dites aussi qu'en raison du libre échange sur les marchés financiers internationaux, si certaines sociétés étrangères à part entière décidaient d'investir dans votre société, votre participation canadienne qui est à 93 p. 100 diminuerait à, disons 40 p. 100, et qu'à ce moment-là vous perdriez les subventions du PEP, sans aucun tort de votre part. C'est ainsi. A mon avis, voilà l'aspect négatif.

**M. Haskayne:** Vous avez utilisé l'exemple d'une société qui acquiert le contrôle. Je dirais que dans ce cas, l'Agence d'exa-

[*Text*]

would have a say and could block the control. However, it does not have to be control. The stock could move into literally thousands of hands.

**The Acting Chairman:** Yes, that is a better example.

**Mr. Haskayne:** It does not have to be control. That is why we come back to the point that, once the stock is available, it moves around this world.

**The Acting Chairman:** Nevertheless, contrary to the point of view put forward by the Canadian Petroleum Association, who advocate, as I understand it, reverting to a tax-based incentive system and abandoning PIP grants over a reasonable time, you favour continuing PIP grants indefinitely?

**Mr. Haskayne:** We have said that we supported the CPA's position. In fact, ron Watkins was one of those who worked on Arne Nielson's task force for a consideration length of time. As far as we are concerned, as a company, our position is that we believe there are some incentives needed in the frontiers of this country, and there always have been. We tend to be indifferent because we are fully taxable, so our corporate position is that we could live with either one.

However, that does not express the views of a number of other companies who may not be taxable, and I am sure you have received different views on that subject. We are simply saying that if in the government's wisdom PIP grants carried on beyond this 1986 period, between now and then there should be a re-thinking of the definitions and the size of those grants. That is really all that we are saying here.

**Mr. DeMont:** The government states that there is another case for having Canadian ownership, aside from the problem of control and the problems of repatriating profits, and this type of problem. In your brief you do not address these problems at all. I am wondering whether or not you have an opinion on that type of case where someone would say, "Fine, but we are having balance of payments trouble; we are having all these other problems of the grants from Canada running out of the country, et cetera, because of the foreign ownership of the firm." Do you have an opinion on that?

**Mr. Haskayne:** That is the interesting part for me. Without dwelling unduly on this Canadian Superior case, that is a classical example. Nobody seemed to be concerned that it went from 50 per cent to 100 per cent ownership. You mentioned the case where someone may want to drain the profits—and I am not suggesting that this is in fact the case. Before the PIP grant system was introduced, when the public was involved, whether it was to the extent of ten per cent, 20 per cent or 50 per cent, the only way that they could be drained was by paying dividends. This is the only way that it could be taken out, and in that case every shareholder would be treated the same way.

[*Traduction*]

men de l'investissement éranger aurait un mot à dire et pourrait en empêcher le contrôle. Toutefois, il ne s'agit pas nécessairement d'un contrôle. Les actions pourraient passer dans les mains de milliers d'actionnaires.

**Le président suppléant:** Oui, voilà un meilleur exemple.

**M. Haskayne:** Cela ne doit pas nécessairement entraîner un contrôle étranger. C'est pourquoi nous revenons à la question qu'une fois les actions émises dans le public, elles sont vendues sur tous les marchés étrangers.

**Le président suppléant:** Toutefois, contrairement au point de vue de l'Association canadienne du pétrole qui préconise, si je comprends bien, un retour au système de stimulants fiscaux et à l'abandon des subventions au cours d'une période raisonnable, vous êtes en faveur de continuer à accorder indéfiniment des subventions dans le cadre du Programme?

**M. Haskayne:** Nous avons déjà dit que nous appuyons le point de vue de l'Association. En fait, Ron Watkins a fait partie du groupe de travail de Arne Nielson pendant assez longtemps. En ce qui nous concerne, en tant que société, nous sommes d'avis que certaines mesures d'encouragement sont nécessaires dans notre pays, et il y en a toujours eu. Nous avons tendance à être indifférents parce que notre société est impossible à 100 p. 100, donc cela nous est égal d'un côté comme de l'autre.

Toutefois, un certain nombre d'autres sociétés qui ne sont peut-être pas imposables pourraient ne pas être de cet avis et je suis sûr que l'on vous a fait part de différents point de vue à ce sujet. Nous disons simplement que si le gouvernement décidait de maintenir les subventions au-delà de la période se terminant en 1986, nous sommes d'avis que d'ici là on devrait repenser les définitions et l'importance de ces subventions. Voilà en réalité notre point de vue.

**M. DeMont:** Le gouvernement prétend qu'il y a une autre raison en faveur de la participation canadienne, mis à part le problème du contrôle et du rapatriement des profits et autres problèmes de ce genre. Dans votre mémoire, vous ne mentionnez aucunement ces problèmes. Je me demande si vous avez une opinion par exemple dans le cas où quelqu'un vous dirait: «Bien, mais nous avons des problèmes en ce qui concerne la balance des paiements; nous avons aussi tous les autres problèmes en ce qui concerne les fonds accordés à titre de subventions qui fuient le Canada, etc., en raison de la mainmise étrangère sur la société.» Avez-vous une opinion à ce sujet?

**M. Haskayne:** Voilà la partie intéressante pour moi, sans faire allusion indûment au cas de la *Canadian Superior Oil Limited*, qui en est un exemple classique. Personne n'a semblé s'en préoccuper lorsque la participation est passée de 50 p. 100 à 100 p. 100. Vous avez mentionné le cas où les profits pourraient sortir du pays—et je ne dis pas que c'est le cas. Avant l'adoption du PEP, lorsque les actions étaient émises dans le public, que ce soit de l'ordre de 10 p. 100, 20 p. 100 ou 50 p. 100, la seule façon dont les profits auraient pu sortir du pays, c'était de payer des dividendes. C'était la seule possibilité, et dans ce cas, chacun des actionnaires était traité de la même façon.

[*Text*]

However, once you have a 100 per cent foreign-owned operation, you can move money in and out of this country and do virtually what you like. However, as soon as the public is involved, then the public and those shareholders are treated in exactly the same fashion as the parent company. I am not sure I answered your question.

**Mr. DeMont:** Your answer was fine. I would like to refer to some of the other recommendations you made in your brief that were not included. The main one I am thinking of here is the recommendation in that the idea of revoking a production licence when a company goes below its 50 per cent Canadian ownership should be abolished. Are you not running into the problem that you will not have 50 per cent ownership on the production side if you followed this course? Basically you would not have 50 per cent Canadian ownership on the production side.

**Mr. R. Watkins, Vice President, Government and Industry Relations, Home Oil Company Limited:** Perhaps I may address that question, Mr. Chairman. We have been careful in our brief to point out that the 50 per cent ownership and control requirement under our concept as presented would continue. It would also be applied at the exploration stage, and at each of those stages, as we would visualize it, the companies that wanted to proceed with exploration production would have to demonstrate that they have indeed complied with the definition of "Canadian". An approach would have to be taken where, if there were a major change in a company's shareholdings, to which they were party to, they would simply have to report that to the government agency responsible for monitoring these things, and some action would have to be taken to adjust that "Canadian" content back up again. But the idea of being forced into a position of sale or confiscation of rights does not seem appropriate—and that, of course, is the way the system is currently built. The measurement of Canadian ownership is a continuing thing, and if at any point in time, once a production licence is obtained, the group as a whole drops below that magic 50 per cent level, then the way the Canada Oil and Gas Act is written, interest can, in fact, be confiscated.

I do not know how familiar you are with the provisions of that act, but, in fact, one party in the group could drop its definition of "Canadian" down below that 50 per cent mark, and the acquisition of interest by the government in that case would be apportioned among all of the parties to that production licence, even though they had absolutely nothing to do with the change in interest.

I can give you another example of how this works in another jurisdiction. We are quite active in Australia and have been fortunate enough to discover some oil there. We find ourselves at the point where we have to get a production licence. The rules there do require that companies wishing to produce the oil have 50 per cent Australian ownership. As a company, we had to become publicly owned in Australia in order to meet the requirements to produce. I do not believe that what we are

[*Traduction*]

Toutefois, si vous avez une société étrangère à 100 p. 100, vous pouvez faire entrer et sortir les capitaux du pays et faire pratiquement ce que vous voulez. Cependant, dès qu'il y a participation du public, alors ce dernier aussi bien que ces actionnaires sont traités exactement de la même façon que ceux de la société mère. Je ne suis pas sûr d'avoir répondu à votre question.

**M. DeMont:** Votre réponse est satisfaisante. J'aimerais revenir à certaines des autres recommandations que vous avez faites dans votre mémoire. La principale recommandation à laquelle je pense ici est celle qui préconise la suppression des mesures visant à révoquer un permis d'exploitation d'une société dont la participation canadienne est réduite à moins de 50 p. 100. Courrez-vous le risque de voir votre participation canadienne diminuer à moins de 50 p. 100 du côté de la production si vous adoptez ces mesures? Fondamentalement, votre participation canadienne n'atteindrait pas 50 p. 100 en ce qui concerne la production.

**M. R. Watkins, vice-président, relations avec les gouvernements et les industries, Home Oil Company Limited:** Peut-être pourrais-je répondre à cette question, monsieur le président.Nous avons pris soin dans notre mémoire de souligner que la participation canadienne à 50 p. 100 et les exigences concernant le contrôle se maintiendrait. Ceux-ci s'appliqueraient aussi à l'étape de l'exploration et à chacune de ces étapes, de la façon dont nous voyons les choses, les sociétés qui voudraient procéder à l'exploration et à la production devraient prouver qu'en fait qu'elles se sont canadianisées. Dans le cas où il se produirait un changement important en ce qui concerne les actionnaires d'une société, celle-ci devrait simplement en faire rapport à l'organisme du gouvernement chargé de la surveillance du programme, et certaines mesures devraient être prises afin de revenir à la «participation canadienne» requise. Mais l'idée d'être forcé de vendre ou de voir ses droits confisqués ne semble pas raisonnable, et cela est évidemment la façon dont fonctionne le système actuel. On mesure constamment le degré de participation canadienne, et si à un moment donné, une fois le permis d'exploitation obtenu, si la participation canadienne diminue à moins du niveau magique de 50 p. 100, alors ses intérêts peuvent, en fait, être confisqués, selon la façon dont est rédigé la Loi sur le pétrole et le gaz au Canada.

Je ne sais pas si vous connaissez bien les dispositions de cette loi, mais, en fait il suffit qu'une société du groupe voit sa «participation canadienne» descendre à moins de 50 p. 100 pour que ses intérêts soient confisqués et répartis parmi les autres sociétés qui participent à la même exploitation, même si la société en question n'avait absolument rien fait pour faire diminuer sa «participation canadienne».

Je peux vous citer un autre exemple pour vous montrer comment cela fonctionne ailleurs. Nous avons une exploitation très active en Australie où nous avons eu la chance de découvrir du pétrole. Nous devons maintenant obtenir un permis de production. Les règlements de ce pays exigent que les sociétés pétrolières désirant exploiter dans ce pays aient un degré de participation australienne de 50 p. 100. En temps que société, nous avons dû émettre des actions dans le public en Australie afin

[*Text*]

proposing here is very much different from that, because once those shares were issued in the Australian scene, there would be no requirement for us to give up interest if, in fact, the ownership level of the group as a whole dropped below 50 per cent.

**Mr. DeMont:** I refer now to another of the recommendations in your brief. It concerns the lower PIP grants, the lower individual PIP grants applying to a larger number of companies. Obviously all firms make rational business decisions. You claim that you would not see a drop in the level of exploration activity, but would you not see firms starting to defer their more costly production, so that areas such as the Canada lands, offshore Newfoundland, and that type of place, would see less activity than, say, the lower cost areas such as Alberta?

**Mr. Watkins:** In a good many instances in Canada lands, where oil and gas is discovered and the market is ready for it, those projects will be treated pretty much as mega-projects, in any event. There would probably have to be some ad hoc review of the situation in each and every case. We have made the suggestion that PIP grants as a whole could be reduced if, in fact, that exclusive club were broadened, because there would be more competition; and usually, with increased competition and perhaps not too much change in activity level, the results would improve.

**Mr. DeMont:** To dovetail that with another of your recommendations, where you mention a petroleum as revenue tax, you say that should go down as the PIP grants go down. But will you not run into the problem of basically discriminating against smaller, less revenue-producing Canadian firms, for they will not gain much from the PGRT tax break because they do not earn that much revenue or have that much applied against it, whereas they will lose much on the PIP, since the PIP is an absolute grant.

**Mr. Watkins:** I do not think that necessarily follows. I believe that in western Canada there are many companies that have not become involved on Canada lands. They are Canadian owned and controlled companies that have substantial production, and have been paying PGRT at full rates, but have not derived the same kind of benefit that we have been fortunate enough to do. So it does not necessarily follow that it will penalize them.

**Mr. Haskayne:** The assumption is that every company, regardless of its size or financial stature, should be able to participate in the frontier development. I am not sure that is a legitimate assumption, because there are some things in this world that your pocketbook can stand, and there are other things that it cannot. In the case of Home Oil, we have a 25 per cent interest in the Beaufort Sea operation of Esso. That interest has been taken, based on the financial capacity of this

[*Traduction*]

de nous conformer aux règlements. Je suis d'avis que ce que nous proposons ici n'est pas très différent, parce qu'une fois les actions émises sur le marché australien, il n'existe aucune condition voulant que nous voyons nos intérêts confisqués si en fait, le degré de participation de l'ensemble du groupe diminue à moins de 50 p. 100.

**M. DeMont:** Je me reporte maintenant à une autre recommandation de votre mémoire concernant la réduction des subventions et la possibilité que ces nouvelles subventions soient accessibles à un plus grand nombre de sociétés. Il est évident que toutes les sociétés prennent des décisions logiques. Vous prétendez qu'il n'y aurait pas de réduction du niveau des activités d'exploration, mais ne pensez-vous pas que les sociétés commenceraient à retarder leur exploitation plus coûteuse, afin que l'exploitation dans des régions comme les terres du Canada et au large de Terre-Neuve, et autres du même genre soit moins active que, disons, l'exploitation dans des régions où les coûts sont moins élevés comme en Alberta?

**M. Watkins:** De toute façon, dans un grand nombre de cas en ce qui concerne les terres du Canada, où il y a des découvertes de gaz et de pétrole et que le marché est prêt à les absorber, ces projets seraient traités comme des mégaprojets. Il y aurait probablement lieu de procéder à un examen de la situation dans chaque cas particulier. Nous avons fait une proposition concernant la réduction des subventions dans l'ensemble si, en fait, ce club exclusif pouvait être élargi, parce que cela donnerait lieu à une plus grande concurrence et habituellement, lorsque cette dernière augmente et qu'il n'y a pas trop de changements dans le niveau des activités, on obtient de meilleurs résultats.

**M. DeMont:** Pour ramener cela à une autre de vos recommandations, où vous mentionnez des impôts sur le pétrole, vous dites que ceux-ci devraient diminuer à mesure que diminuent les subventions. Mais ne ferez-vous pas face au problème de discrimination contre les sociétés canadiennes moins importantes, dont les revenus sont moins élevés, parce que celles-ci ne profiteront pas beaucoup des allègements fiscaux en ce qui concerne la Taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières, parce que leurs recettes ne sont pas assez élevées, tandis qu'elles perdraient beaucoup en ce qui concerne les subventions.

**M. Watkins:** Je ne crois pas que ce serait nécessairement le cas. Je suis d'avis que dans l'Ouest du Canada il y a de nombreuses sociétés qui n'exploitent pas sur les terres du Canada. Ce sont des sociétés contrôlées par des intérêts canadiens, dont la production est considérable et qui ont toujours payé pleinement la TRPG mais qui n'ont pas retiré les mêmes avantages que nous. Donc, on ne peut pas dire qu'elles seront nécessairement pénalisées.

**M. Haskayne:** L'hypothèse est que toutes les sociétés quelle que soit leur importance ou leur situation financière, devraient pouvoir participer à la mise en valeur des régions pionnières. Je ne suis pas sûr du bien-fondé de cette hypothèse, parce qu'il y a certaines choses dans ce monde qui sont possibles financièrement et d'autres qui ne le sont pas. Mais dans le cas de Home Oil, nous avons des intérêts de l'ordre de 25 p. 100 dans l'exploitation dans la mer de Beaufort par Esso. Nous avons

[*Text*]

company to handle the investment on two bases: first, that if it is unsuccessful it is not going to bankrupt the company; and, second, and what is even more important, that, if it is successful we have the financial resources to go forward with the multibillion dollar development and maintain our share. That is where the really tough decisions come.

If I could come back to another point, there seems to be a presumption that there are all kinds of Canadian companies, by whatever definition, that are there waiting for the opportunity to invest in these mega-projects. After having spent three years on the executive committee and on the negotiating team of Alsands, I can tell you that we had extreme difficulty trying to convince Canadian companies to participate. Those companies involved in Alsands were Shell (Canada), Shell (U.S.), Chevron, and Mobil.

During that project we went through three energy ministers at the federal level and two at the provincial level. There was a real effort on that group's part to get Canadian companies to invest, but we were completely unsuccessful. That goes back to what Mr. Watkins said earlier: how does one handle those problems? Do we want those mega-projects or not? Most offshore developments are going to be in the billions of dollars and therefore will be mega-projects. I am not sure that it is not more theoretical than practical.

**Mr. DeMont:** Do you see the PIP grants as basically being a distorted economic activity and simply forcing companies that should not be on the Canada lands and exploring offshore to be on the Canada lands and the offshore?

**Mr. Haskayne:** I have never seen anyone forced into an investment decision. That is strictly a voluntary thing. We have not had anyone phone us and tell us that we must participate, so I do not agree with your word "forced". It may have encouraged some companies by virtue of the size of the grants and by virtue of their Canadian content, but I did not see any measures taken that would have pushed them into that.

**Mr. DeMont:** Do you see, then, some type of PIP scheme for the production side, because obviously the PIP grants right now are for the exploration side and some companies have complained that perhaps they would not have had enough capital to have stayed in in the first place, but now with production coming up do you see a type of PIP structure coming up in order to keep Canadian companies in?

**Mr. Haskayne:** If the projects are economically viable, presumably one does not need many of those grants, but it comes back to the question Ron Watkins addressed regarding the tide of PGRT, for example. What we are saying is that if the PIP grants go down or are eliminated, then we think the industry needs relief on the PGRT at the same time, because what is really happening is a recycling of the funds from the industry to the government and back to the industry in the form of PIP grants, but to different people.

[*Traduction*]

tenu compte de la situation financière de cette société sous deux aspects: premièrement, si elle connait un échec, la société ne sera pas en faillite; et, deuxièmement, et ce qui est encore plus important, si elle réussit, nous avons les ressources financières pour maintenir notre part dans cette exploitation de plusieurs milliards de dollars et c'est là où les décisions deviennent difficiles à prendre.

Si vous me permettez de revenir à une autre question, il semble qu'il y ait toutes sortes de sociétés canadiennes, quel que soit leur degré de canadianisation, qui n'attendent que l'occasion d'investir dans ces mégaprojets. Après avoir été pendant trois ans membre du comité exécutif et de l'équipe de négociation de Alsands, je puis vous dire qu'il nous a été extrêmement difficile d'essayer de convaincre les sociétés canadiennes d'y participer. Ces sociétés comprenaient Shell (Canada), Shell (U.S.), Chevron, et Mobil.

Au cours de ce projet, il y a eu trois ministres de l'énergie au niveau fédéral et deux, au palier provincial. Le groupe a fait de réels efforts pour obtenir la participation des sociétés canadiennes, mais ce fut un échec total. Cela revient à ce que disait plus tôt M. Watkins. Comment traiter ces problèmes? Voulons-nous de ces mégaprojets ou non? Une grande partie de l'exploitation au large des côtes nécessitera des milliards de dollars et par conséquent il s'agira d'un mégaprojet. Je ne suis pas sûr si cela n'est pas plus théorique que pratique.

**M. DeMont:** Considérez-vous les subventions comme une déformation d'une activité économique qui ne fait que forcer les sociétés qui ne devraient pas exploiter sur les terres du Canada et au large des côtes à y faire des investissements?

**M. Haskayne:** Je n'ai jamais vu quiconque être forcé de prendre une décision en ce qui concerne les investissements. C'est une décision strictement volontaire. Personne ne nous a jamais téléphoné pour nous dire que nous devions participer, donc je ne suis pas d'accord avec le mot «forcé» que vous avez utilisé. Ces subventions ont pu encourager certaines sociétés en raison de leur importance et de leur contenu canadien, mais je ne vois aucune mesure qui aurait pu les pousser dans cette exploration.

**M. DeMont:** Voyez-vous, alors, certains aspects du PEP en ce qui concerne la production, parce qu'évidemment les subventions actuelles sont accordées pour l'exploration et certaines sociétés se sont plaintes qu'elles n'avaient pas les capitaux suffisants tout d'abord pour continuer, mais maintenant avec l'étape de la production qui s'en vient, voyez-vous un certain programme de subventions dans le cadre du PEP qui pourrait aider à maintenir en place les sociétés canadiennes?

**M. Haskayne:** Si les projets sont rentables, on peut supposer qu'une société n'a pas besoin de toutes ces subventions, mais cela revient à la question qu'a tenté de soulever Ron Watkins concernant la TRTG, par exemple. C'est sur quoi nous insistons, c'est que si les subventions diminuent ou sont supprimées, nous sommes d'avis que l'industrie a besoin en même temps d'allègements fiscaux, parce que ce qui se produit, ce sont les fonds de l'industrie qui sont récupérés par le gouvernement et qui reviennent par la suite à l'industrie sous forme de subventions, mais à des sociétés différentes.

[*Text*]

**Senator Rowe:** You mentioned Canadian companies showing great reluctance to invest. Did they give any reasons for their reluctance, and, if so, were those reasons consistent with the reasons given by all of the various companies in refusing to invest?

**Mr. Haskayne:** I would have a hard time generalizing, but essentially the project was too large and the rates of return we had predicted on the Alsands project were apparently not high enough to meet their investment threshold; that is, they had other alternative investments to make, investments that were more profitable in their view. That is purely and simply it. I do not think there is anything that would suggest it was other than just the rate of return and what they could see in it. In retrospect, they may have been right because ultimately the project failed, as you know, after some tens of millions of dollars had been spent.

**The Acting Chairman:** Senator Bell?

**Senator Bell:** I wonder if the elimination of PGRT in relation to the PIP grants is the reason you have not suggested it be eliminated with respect to the provinces, because there are not that many mega-projects in, let us say, Alberta. It seems somewhat inconsistent to eliminate them in the provinces as well as on the Canada lands.

**Mr. Watkins:** In the submission we took the approach that it may be feasible to reduce PIP grants on Canada lands and not adversely impact activity or results. At the same time we said that in the western provinces, from our point of view, it would probably be advisable to eliminate PIP grants altogether. If that were done, then the revenue from the PGRT that is being gathered up to plow back into those discriminatory grants should also diminish.

So we have not drawn a line in saying whether PGRT should in fact be reduced; I think it is a tax that applies uniformly in whatever jurisdiction. It would have to come down in that manner.

**Senator Bell:** To be consistent?

**Mr. Watkins:** Yes. We feel that there are more effective ways than P.G.R.T and P.I.P. grants to stimulate industry activity in the provinces, and Saskatchewan is a good example of that. It is more effective—and certainly has proven so in Saskatchewan—to create incentives that are tied to success. We are really talking about royalty reductions, royalty holidays, that in fact an operator or producer realizes once he discovers something.

I hope I have answered your question, but that is the type of environment we think the industry as a whole would work better under on the provincial side. Canada lands present a somewhat different problem because of the nature of the environement and the tremendous costs involved in not only exploring but developing as well. Some kind of different treatment is probably required in order to keep the activity level up, which is one of the uppermost priorities of the NEP as it now stands. That translates into self-sufficiency.

**Senator Roblin:** I have some concerns in the back of my mind about the PIP grants system. I am not entirely sure

[*Traduction*]

**Le sénateur Rowe:** Vous avez dit que les sociétés canadiennes hésitaient beaucoup à investir. Ont-elles expliquer leur peu d'enthousiasme, et dans l'affirmative, leurs raisons sont-elles compatibles avec celles des diverses autres sociétés qui ont refusé d'investir?

**M. Haskayne:** Il me serait difficile de généraliser, mais essentiellement, le projet était trop considérable et le taux de rendement que nous avions prédit concernant le projet Alsands n'était apparemment pas suffisant élevé pour atteindre leur seuil de rentabilité; c'est-à-dire qu'ils avaient d'autres choix qui leur étaient offerts et qui étaient plus rentables à leur point de vue. C'est tout simplement cela. Je ne crois pas qu'il n'y ait rien d'autre qui pourrait laisser entendre qu'il s'agisse d'autre chose que le taux de rendement qu'elles pouvaient avoir. Après coup, on se rend compte qu'elles avaient raison parce que le projet a connu un échec, comme vous le savez, après que des dizaines de millions de dollars aient été dépensés.

**Le président suppléant:** Sénateur Bell?

**Le sénateur Bell:** Je me demande si la suppression de la TRPG par rapport aux subventions est la raison pour laquelle vous n'avez pas proposé qu'elles soient supprimées dans les provinces, étant donné qu'il n'y a pas beaucoup de mégaprojets, disons en Alberta. Cela ne me semble pas logique de la supprimer dans les provinces comme sur les terres du Canada.

**M. Watkins:** Dans notre mémoire, nous avons dit qu'il serait possible de réduire les subventions sur les terres du Canada sans nuire aux activités d'exploitation. Nous avons dit également que dans les provinces de l'Ouest, selon notre point de vue, il serait probablement souhaitable de supprimer toutes les subventions du Programme. Le cas échéant, les recettes tirées de la TRPG pour être réinvesties dans ces subventions discriminatoires devraient aussi diminuer.

Mais nous n'avons pas tiré de conclusions en disant que la TRPG devrait être réduite; je crois qu'il s'agit d'une taxe qui s'applique uniformément partout. Elles devraient donc être réduites partout.

**Le sénateur Bell:** Pour être logique?

**M. Watkins:** Oui. Nous sommes d'avis qu'il y a des moyens plus efficaces que le TG.R.P. et des subventions du PEP. pour stimuler les activités de l'industrie dans les provinces, et la Saskatchewan en est un bon exemple. C'est plus efficace, ce qui a certes été démontré en Saskatchewan, pour créer des stimulants qui favorisent la rentabilités. Nous parlons en réalité de la réduction des redevances qui en fait reviennent à une société une fois qu'elle a fait une découverte.

J'espère avoir répondu à vos questions, mais voilà le contexte où, à notre avis, une industrie pourrait travailler mieux du point de vue provincial. Les terres du Canada posent un problème quelque peu différent étant donné l'environnement et les coûts énormes non seulement de l'exploration, mais de l'exploitation. Donc, des mesures différentes s'imposent probablement pour maintenir un fort niveau d'activités, ce qui est l'une des grandes priorités du PEN actuellement, c'est-à-dire l'autosuffisance.

**Le sénateur Roblin:** Il y a certaines choses qui me préoccupent en ce qui concerne les subventions du PEP. Je ne suis pas

[*Text*]

whether the witness has the information that would be required to answer my questions today, but I will pose them and suggest that if research is necessary we might give that some consideration.

I am looking at the benefit cost relationship with respect to PIP from a couple of points of view, the first being in connection with the fact that PGRT is charged to everyone, yet everyone does not benefit from PIP to the same extent. In the province of Alberta and elsewhere the PIP level is much lower than it is on the Canada lands. Does anybody know what the benefit cost relationship is with respect to people who pay the PGRT and the people who are receiving PIP grants?

The thrust of my question is: Is it possible that these small Canadian companies we are all concerned about are paying more in PGRT, relatively speaking, with respect to the grants they get operating on the provincial lands than those other companies that are taking advantage of PIP arrangements on the Canada lands? I do not know whether any studies have been made on that, but have you an opinion on that?

**Mr. Watkins:** We have an opinion, but we have no clear numbers. Certainly it is our opinion that companies operating in western Canada are paying much more in PGRT than they are receiving in the form of PIP grants, so the costs far outweigh the benefits for companies operating on provincial lands.

On Canada lands, certainly Canadian companies operating there are doing a much better job of taking advantage of the PIP grants. Canadian companies that are represented in both places are probably coming out well ahead in terms of PIP receipts as opposed to the PGRT costs. Not long ago I saw some numbers which I think were part of Mr. Lalonde's budget. The PGRT receipts to government were just over $9 billion. PIP grant costs are expected to approach $6 billion by the end of 1986. So the overall cost benefit is currently somewhat in favour of the government.

**Senator Roblin:** I would like to see a further analysis as to who receives and who pays in such an operation. The other aspect which interests me arises from the fact that the aim of the PIP program and much of the energy program is to direct the attention of explorers to Canada lands. Is it too early to make a judgment on whether or not that was a good idea? That is, if you are going to spend $6 billion in PIP grants to induce people to do something which they would not have done without the grants, has the money been spent wisely? There are all kinds of alternative ways of spending it. Do you think the Canada lands will pay off in a sufficient way to justify the enormous public investment as well as the private investment when one considers the probable price of oil and gas in the next decade or so?

**Mr. Haskayne:** To answer the first part of your question, we think it is too early to determine whether it is going to be successful or unsuccessful, at least as far as the frontier areas

[*Traduction*]

tout à fait sûr que le témoin a les renseignements nécessaires pour répondre à mes questions aujourd'hui, mais je vais les poser et proposer que si des recherches sont nécessaires, nous puissions examiner ces questions.

Il s'agit du rapport coûts-avantages en ce qui concerne les subventions du PEP de différents points de vue, le premier se rapportant au fait que la TRPG est imposée à tous, tandis que toutes les sociétés ne profitent pas des subventions dans la même mesure. Dans la province d'Alberta et ailleurs, les subventions sont moins élevées que sur les terres du Canada. Quelqu'un peut-il nous dire quel est le rapport coûts-avantages entre les sociétés qui paient la TRPG et celes qui reçoivent les subventions PEP?

Le sens de ma question est le suivant: Est-il possible que les petites compagnies canadiennes qui nous préoccupent tous aient à payer une taxe fédérale relativement supérieure, sur les subventions qu'elles reçoivent pour exploiter des terres provinciales, à celle que doivent payer les compagnies qui participent au PESP pour l'exploitation de terres canadiennes? Je ne sais pas si des études ont été faites là-dessus, mais avez-vous une opinion à formuler sur le sujet?

**M. Watkins:** Nous avons une opinion, mais pas de chiffres précis. A notre avis il est certain que les compagnies établies dans l'Ouest du pays payent une taxe fédérale supérieure aux subventions du PESP qu'elles reçoivent de sorte que, pour les compagnies qui exploitent des terres provinciales, les coûts dépassent de beaucoup les profits.

En revanche, il est certain que les compagnies canadiennes qui exploitent des terres canadiennes tirent mieux avantage des subventions du Programme d'encouragement. Quant à celles qui exploitent des terres à la fois provinciales et canadiennes, leurs subventions sont probablement bien supérieures à la taxe fédérale qu'elles doivent payer. Il y a peu de temps, j'ai pris connaissance de chiffres qui, je pense, faisaient partie du budget de M. Lalonde; ils indiquaient que les revenus que procurait la TRPG au gouvernement dépassaient à peine 9 milliards. Par contre, on compte octroyer près de 6 milliards de subventions dans le cadre du PESP d'ici la fin de 1986. Ainsi, le rapport coûts-avantages serait plutôt favorable au gouvernement.

**Le sénateur Roblin:** J'aimerais avoir des précisions sur ceux qui reçoivent et ceux qui paient dans ce genre d'exploitation. Un autre aspect qui m'intéresse vient du fait que le Programme d'encouragement du secteur pétrolier et une bonne partie du programme énergétique visent à attirer les compagnies exploratrices sur les lettres canadiennes. Est-il trop tôt pour dire si c'était une bonne idée? En d'autres termes, s'il faut accorder 6 milliards de subventions pour amener des compagnies à s'engager dans une entreprise qu'elle n'auraient pas tenté sans s bvention, peut-on dire que ces crédits auront été utilisés avec discernement? Ils auraient pu servir à bien d'autres fins. Croyez-vous que les terres canadiennes rapporteront assez pour justifier cet énorme investissement public sans compter l'investissement privé, si l'on tient compte du prix éventuel du pétrole et du gaz dans environ une décennie?

**M. Haskayne:** Pour répondre à la première partie de votre question, nous pensons qu'il est trop tôt pour dire si cette initiative sera une réussite ou non, du moins dans les régions fron-

[*Text*]

which we are directly involved with are concerned—and we are involved in Dome's program in the Beaufort, in Esso's program, and we are the operators off Sable Island. On the other hand, there comes a point in this business, as in any other business, when you must appraise your situation and determine when to stop. At the present time—and you may suspect that this is coincident with PIP but it really is not—using the Beaufort Sea as an example, from all we know from what has gone on there so far—and we have come in only in the past two years—if there is not a significant discovery in the next two years, we project that there will be a dramatic downturn. You have to assume what oil prices are going to be like and what the world will be like in general in two years, we project that there will be a dramatic downturn. You have to assume what oil prices are going to be like and what the world will be like in general in two years' time. There was substantial discussion on this matter just this past week. As you know, the Chairman of Imperial Oil was quoted as being disappointed, and the following day he clarified his statement. So far, we do not see any change in what we will do in the next years, based on the drilling results.

**Senator Roblin:** I seem to recall that when we passed this legislation there was a clause in it with respect to a self-denying restriction on shares that were counted in the core. In other words, at the time that the core seal of approval was put on companies, there was an undertaking on the part of the companies that these shares could not be sold to foreigners or if they were the voting rights did not go with them.

**Mr. Haskayne:** I suspect that what you are referring to is the Dome Canada issue. You will remember that that issue was restricted to Canadians and that it was a new issue. But insofar as a company such as Hiram Walker Resources is concerned, for example, it has been trading on the market for about 100 years now and I do not know you would impose those restrictions on it, even if you wanted to.

**Senator Roblin:** I would like our staff to check into that and put me straight on it.

**Senator Rowe:** Did I understand you to say a few moments ago that unless there was a dramatic breakthrough in the next two or three years there would be a downtown? Were you talking just of the projects in which your company is involved or the entire industry?

**Mr. Haskayne:** My comments in that particular example were on the Beaufort Sea. There are only three companies operating in the Beaufort Sea, though there are lots of participants. They are Dome, Esso and Gulf and each of them has its own drill system and so on. My suggestion was simply that unless one of those operators—and it does not matter which one-discovers more oil in the next two to three years, there will be a downturn in activity. Even though there are substantial PIP grants, spending 20-cent dollars can add up to a lot of money. In this business you give it your best shot using the technology you have and praying a lot. All I was saying is that at some point you have to decide whether to carry on, and I project that in the next couple of years we will have reached that point.

[*Traduction*]

talières que nous exploitons, c'est-à-dire le programme de Dome dans la mer de Beaufort et le programme d'Esso auxquels nous participons et notre exploitation au large de l'Île de Sable. En revanche, il vient un moment dans ce genre d'entreprise, comme dans toute autre, où il faut évaluer sa situation et décider quand s'arrêter. A l'heure actuelle—et vous pouvez penser que cela coïncide avec l'évolution du PESP, mais ce n'est pas du tout le cas—nous estimons, d'après ce que nous savons de ce qui s'y passe et nous n'y sommes que depuis deux ans, que si l'on ne fait pas une découverte importante d'ici deux ans, à la mer de Beaufort, il y aura une baisse spectaculaire des activités. Il faut présumer de ce que seront les prix du pétrole et de la situation mondiale en général dans deux ans. On en a justement beaucoup discuté la semaine dernière. Comme vous le savez, le président de la compagnie Imperial Oil se serait déclaré désappointé et le lendemain il a dû clarifié ses propos. Pour le moment, nous n'envisageons pas de changement dans nos activités des deux prochaines années, compte tenu des résultats des forages.

**Le sénateur Roblin:** Je pense me rappeler que quand nous avons adopté cette loi, il y avait une disposition prévoyant l'abandon des actions de base. En d'autres termes, la compagnie dont les actions de base étaient approuvées devait promettre de ne pas les vendre à des intérêts étrangers sinon les actions vendues ne s'accompagnaient pas du droit de vote.

**M. Haskayne:** Je vous soupçonne de faire allusion à Dome Canada. je vous rappelle que l'affaire était réservée aux Canadiens et que ce n'était pas nouveau. Mais pour une compagnie comme la Hiram Walker Resources par exemple, qui négocie sur le marché depuis environ 100 ans, je ne sais pas comment l'on pourrait lui imposer pareille restriction, même si on le voulait.

**Le sénateur Roblin:** Je demanderais à notre personnel de vérifier cette question et de me donner une réponse précise.

**Le sénateur Rowe:** Vous ai-je bien compris quand vous avez dit, il y a quelques instants, qu'à moins d'une découverte sensationnelle au cours des deux ou trois prochaines années, il y aurait un ralentissement des activités? Parliez-vous seulement des projets de votre compagnie ou de ceux de l'ensemble de l'industrie?

**M. Haskayne:** Je parlais des travaux dans la mer de Beaufort. Il n'y a que trois compagnies qui y sont installées même s'il y a beaucoup de participants. Il s'agit de Dome, Essor et Gulf, qui ont toutes leur propre système de forage par exemple. J'ai laissé entendre tout simplement que si l'un de ces exploitants, peu importe lequel, ne découvre pas de pétrole au cours des deux ou trois prochaines années, les activités ralentiront. Même avec les importantes subventions du PESP, investir vingt sous sur un dollar finit par coûter cher. Dans ce genre d'entreprise, vous faites tout ce que vous pouvez avec la technologie dont vous disposez et vous laissez le reste à la grâce de Dieu. Je me suis borné à dire qu'il vient un moment où il faut décider si l'on continue ou non et je pense que d'ici deux ans nous en serons arrivés à ce point.

[*Text*]

**Senator Rowe:** Were you thinking specifially of the Beaufort Sea or were you including other projects?

**Mr. Haskayne:** No, you have to take each one individually. I used the Beaufort Sea as an example.

**Senator Rowe:** So while there may be a decline in the Beaufort Sea; there may not be a decline at Sable Island?

**Mr. Haskayne:** Yes, it depends. we are drilling a well off Sable Island now. It is going down to 20,000 feet. It is currently at 15,000 feet. In the next two months we will be able to tell you whether we have a huge discovery or whether we have drilled a dry hole.

**Senator Rowe:** Are you operating off Labrador?

**Mr. Haskayne:** No, just off Nova Scotia. We plan to drill a second well on the same block. We will do that regardless of the results of the first well. However, if by early 1985 the second well is complete, and based on a technical judgment, we may say that that is it for us on the east coast.

**Senator Stewart:** I believe Mr. Watkins told us that they regarded the situation in Austrailia as rather satisfactory. I want to get some more information on that point. Mr. Haskayne placed a great deal of emphasis, I believe, on the fact that stock in the company would be publicly traded. Mr. Watkins then said that to become producers in Australia they had to go public.

**Mr. Haskayne:** No.

**Senator Stewart:** They had to put a part of their stock on the market. My question is: Is the Australian government concerned with respect to who the owners of the stock are; or is it simply concerned with the fact that the stock is publicly traded on the Australian market?

**Mr. Haskayne:** Mr. Watkins did say that in his comments. However, the intention was that we had to have 50 per cent Australian content with respect to the production license, but by virtue of some of the Australian companies we hold, Home had to reduce its interest by only 40 per cent. We could carry this out by selling our interest in that particular field to an Australian, or, we could do it the way we did, by going public. We did not have to go public; it was just the route we chose.

**Senator Stewart:** Having chosen that route, does the Australian government monitor the owners of the stock which is sold publicly?

**Mr. Haskayne:** We had to meet in Australian with the FIRB, which is the Foreign Investment Review Board patterned after our Foreign Investment Review Agency. We undertook that the issue we made would be restricted to Australian residents. However, the problem we alluded to is one which the Australians have, since there are a great many foreign investors who would like to buy some stock in Home Energy. It seemed to me that they were quite pratical about the situation. They said that if we restricted the new issue to

[*Traduction*]

**Le sénateur Rowe:** Pensiez-vous précisément à la mer de Beaufort ou englobez-vous d'autres projets?

**M. Haskayne:** Il faut considérer chaque point séparément. J'ai cité la mer de Beaufort en exemple.

**Le sénateur Rowe:** Donc, s'il y a une baisse des activités à la mer de Beaufort, il peut très bien ne pas y en avoir à l'île de Sable?

**M. Haskayne:** Oui, tout dépend. Pour le moment, nous forons un puits à l'île de Sable. Le puits qui aura 20 000 pieds de profondeur en a actuellement 15 000. D'ici deux mois nous serons en mesure de vous dire si nous aurons fait une découverte importante ou si nous forons à sec.

**Le sénateur Rowe:** Êtes-vous installés au large des côtes du Labrador?

**M. Haskayne:** Non, juste au large de la Nouvelle-Écosse. Nous projetons de forer un deuxième puits sur le même bloc. Nous le ferons quelque soit les résultats du premier puits. Toutefois, si, au début de 1985, le deuxième puits est terminé, il se peut bien que nous décidions, compte tenu de considérations techniques, de cesser nos activités sur la côte est.

**Le sénateur Stewart:** Monsieur le président, j'aimerais en savoir encore davantage. Je crois que M. Watkins nous a affirmé que sa compagnie était assez satisfaite de sa situation en Australie. J'aimerais avoir des précisions à ce sujet. M. Haskayne a beaucoup insisté, je crois, sur le fait que les actions de la compagnie devaient être émises dans le public. Puis, M. Watkins a indiqué que pour produire en Australie sa compagnie devait émettre ses actions dans le public.

**M. Haskayne:** Non.

**Le sénateur Stewart:** La compagnie doit émettre une partie de ses actions dans le public. Ma question est la suivante: Le gouvernement de l'Australie se préoccupe-t-il de savoir qui détient les actions ou insiste-t-il seulement pour que ces actions soient transigées sur le marché australien?

**M. Haskayne:** M. Watkins l'a affirmé. Toutefois, il fallait que la participation australienne soit de 50 p. 100 pour que nous obtenions un permis de production, mais compte tenu des compagnies australiennes que nous détenions, Home ne devait réduire ses intérêts que de 40 p. 100. Nous pouvions soit vendre nos intérêts dans ce champ d'activité à un Australien ou encore, ce que nous avons fait, émettre des actions dans le public. Nous n'y étions pas obligés, mais c'est le choix que nous avons fait.

**Le sénateur Stewart:** Après que vous ayiez fait ce choix, le gouvernement australien s'est-il inquiété de savoir à qui les actions étaient vendues?

**M. Haskayne:** Il nous a fallu rencontrer l'équivalent australien de notre Agence d'examen de l'investissement étranger. Nous avons promis que les actions émises seraient réservées à des résidants australiens. Toutefois, le problème auquel nous avons fait allusion est un problème que les Australiens éprouvent étant donné qu'il y a beaucoup d'investisseurs étrangers qui aimeraient acheter des actions de *Home Energy*. Il m'ont semblé envisager la situation avec beaucoup de sens pratique. Pour eux, en réservant les nouvelles actions émises à des résí-

[*Text*]

Australian residents, that would meet their requirements. If there was an accumulation of stock in one group's hands, then they would not do anything about it. So what could we do? Once we obtain a production license we have the investment in place and we produce the oil. How can we control that situation? That is the point we are trying to make here.

Perhaps I could take just a few minutes of your time, senators, and isntead of looking at the situation from a Canadian point of view we could look at it from Home Oil's position. After all, we are sensitive to foreign owners controlling, if you will, our destiny. We are a Canadian company now operating in Australia. Thus, we are the foreigners in that country. We went into Australia and spent a fair bit of money in terms of exploration. When we get to the point of finding something, perhaps a little oil field, we know what the rules are. We know that if we find something, in order to get a production licence we have to obtain 50 per cent Australian content within the group of companies. We did that. We are then faced with the decision as to whether or not we should sell an interest in the property—and it is property by property—or, alternatively, take the company public. Quite frankly, all things being equal, we would prefer to sell an interest in the property in order to qualify for a production licence. The reason for that, senator, is that if we own 100 per cent of the Australian company, then we can manage it from Canada. We can fire the managing director, we can cut the budgets back to zero, we can repatriate the funds—in effect, we can do whatever we like with it because we own 100 per cent of it. Of course, we can exercise any type of action we choose as long as it's within the law. As managers, that is what we would prefer to do. In fact, I think everyone would agree with that point. You have the investment, you own it 100 per cent and you control your own destiny.

Now let us consider the position where we have taken the stock public. It has been the darling of the Australian stock market with many thousands of shareholders. It has our name on it; it is called Home Energy. As far as we are concerned that company is quite different. We have outside directors. To be quite frank, even though we selected the directors they are high profile Australians. We are now in a completely different management situation. There are all kinds of disciplines imposed upon us by the stock market itself, by securities legislation and by the board of directors. We will find ourselves in a position where we have done anything other than to make Home Energy the most successful company in Australia. This brings me to the point that once you have some public participation you are faced with many other influences. Public accountability is extremely important. If we wished to close up our Australian operations today we would not receive any different benefit from the thousands of Australian shareholders.

Senators, it is a different concept from a management point of view. Having been involved in this matter on both sides, that is, being in foreign controlled company situation and now being a controlling shareholder in a foreign company, I suggest these are concepts which we need to develop. However, that is the long way around in trying to make our point. I am not sure that we are particularly articulate in describing the influences

[*Traduction*]

dents australiens nous répondions à leurs critères. Si les titres étaient monopolisés par un seul groupe, ils n'interviendraient pas. Que pouvions-nous faire alors? Après avoir obtenu notre permis de production et avec l'investissement nécessaire, nous nous sommes mis à l'œuvre. Comment pouvions-nous contrôler la situation? C'est ce à quoi nous voulons en venir ici.

Je pourrais peut-être prendre quelque minutes de votre temps, messieurs les sénateurs, pour envisager la situation non pas d'un point de vue d'un Canadien, mais du point de vue de la société Home Oil. Après tout, nous sommes sensibles au fait que des intérêts étrangers pourraient, si vous voulez, contrôler notre destinée. Notre compagnie, qui est canadienne, est établie en Australie. Donc nous sommes étrangers à ce pays. Nous nous y sommes rendus pour investir suffisamment dans des travaux d'exploration. Si nous trouvons disons un petit champ pétrolifère, nous connaissons les règles du jeu. Nous savons que pour obtenir un permis de production, la participation australienne de notre groupe de compagnies doit être de 50 p. 100. Nous avons respecté la règle. Puis, nous devons décider si nous devrions vendre une part des intérêts d'une compagnie, et chacune est considérée séparément ou bien émettre des actions dans le public. Bien franchement, toutes choses étant égales d'ailleurs, nous préférerions en vendre une part des intérêts pour avoir un permis de production. Tout simplement, monsieur le sénateur, parce que si nous possédons 100 p. 100 des intérêts d'une compagnie australienne nous pouvons l'administrer du Canada, congédier le directeur général, supprimer les budgets, rapatrier les fonds, en fait nous pouvons faire ce que nous voulons. Bien sûr, nous pouvons agir comme nous l'entendons tant que nous restons sur le territoire. A titre de gestionnaire, c'est ce que nous préférerions. Je pense que tout le monde s'entend là-dessus. Vous possédez 100 p. 100 de votre investissement et vous pouvez contrôler votre propre destinée.

Maintenant examinons le choix que nous avons fait d'émettre des actions dans le public. Elles ont été très populaires à la Bourse australienne puisque nous avons des milliers d'actionnaires. Elles portent notre nom, Home Energy. Cette compagnie est tout à fait différente. Nous avons des directeurs généraux. Pour être bien francs, même si c'est nous qui les nommons, ils sont typiquement Australiens. C'est une administration complètement différente. Il y a toute sorte de règles qui nous sont imposées par la bourse, par les lois sur les titres et par le conseil d'administration. En fait, nous n'aurons le mérite que d'avoir fait de la Home Energy la compagnie la plus prospère d'Australie. Ce qui m'amène à dire qu'une compagnie qui offre des actions dans le public doit subir beaucoup d'autres influences. La responsabilité publique est très importante. Si nous voulions cesser nos activités en Australie, nous ne recevrions rien de plus que les miliers d'actionnaires australiens.

Messieurs les sénateurs, c'est un concept tout à fait différent du point de vue de la gestion. Ayant vécu les deux situations, celle d'une compagnie contrôlée par des intérêts étrangers et celle de l'actionnaire majoritaire dans une compagnie étrangère, je crois qu'il faudrait développer ces concepts. Toutefois, c'est une longue explication pour dire ce que nous voulons dire. Je ne suis pas sûr que nous décrivions bien les influences que

[*Text*]

on corporate management in the decision-making process in situations such as this.

**Senator Stewart:** I still have some difficulty, gentlemen. It seems to me that you are equating the fact that you put your stock on the Australian stock market with the subsequent fact of having Australian shareholders. That would not necessarily be the case in the North American situation.

**Mr. Haskayne:** I do not understand, Senator Stewart.

**Senator Stewart:** Australians, or Americans for that matter, could buy shares on the Toronto Stock Exchange. Presumably Canadians could buy shares in this Australian company you have been describing on the Australian stock market.

**Mr. Haskayne:** That is the way it works, sir.

**Senator Stewart:** It seemed to me in your description of the constraints placed on your company you were equating the fact that you are publicly traded in Australia with the fact that you have Australian shareholders. That equation does not necessarily follow.

**Mr. Haskayne:** I do not care who the shareholders are. You must be responsive to your shareholders in trying to run the company in the best interests of all concerned. That is the mandate which management has upon it. It is the same mandate for the board of directors. That is exactly our whole point.

**Senator Stewart:** My concern was prompted by the fact that Mr. Watkins seemed to put forward the notion that this Australian arrangement was a pretty satisfactory one. I wanted to see if that Australian arrangement would permit me, or some American, or even someone from Great Britain, to buy up a large block of shares on the Australian stock market.

**Mr. Watkins:** It would. However, as a company in Australia we have public accountability. We are subject to scrutiny from the various exchanges on which we are listed. When I made the point, Senator Stewart, it was in response to Mr. DeMont's comment with respect to the type of penalties currently in force in the Canada Oil and Gas Act which apply to Canadian groups in the same type of position but on Canada Lands. In that case if there is any drop in the 50 per cent Canadian ownership level—post-awarding of the production license—then the companies have to respond, and respond quickly, to correct the deficiency created, or face penalties prescribed in the legislation, which are quite onerous. That is not the case in Australia.

I believe that is the comparison I was trying to make. The régime in that country with respect to control of foreign investment is more realistically tailored; it is geared toward a joint review of the Australian ownership level at that particular stage. You undertake to do certain things and after that the free market in the investment world begins to operate and you go about your business.

**Senator Murray:** My question was at least partially answered in the replies to Senator Stewart. It was Mr. Watkins' reference to the ownership requirements in Australia which inspired me to ask a more general question with respect to the National Energy Program I have heard spokesmen for

[*Traduction*]

subit l'administration d'une société au niveau de son processus décisionnel dans une situation comme celle-ci.

**Le sénateur Stewart:** J'ai encore du mal à comprendre, messieurs. Il me semble que vous mettez sur un même pied d'égalité le fait de mettre vos actions à la bourse australienne et le fait d'avoir des actionnaires australiens. Ce ne serait pas nécessairement le cas en Amérique du nord.

**M. Haskayne:** Je ne comprends pas, sénateur Stewart.

**Le sénateur Stewart:** Les Australiens, ou les Américains, pourraient acheter des actions à la bourse de Toronto. Vraisemblablement, les Canadiens pourraient acheter des actions de la compagnie australienne que vous décriviez à la bourse d'Australie.

**M. Haskayne:** C'est juste, monsieur.

**Le sénateur Stewart:** A mon avis, d'après les restrictions que doit respecter votre compagnie, et que vous nous avez décrites, vous mettez sur un même pied d'égalité le fait d'émettre des actions publiques en Australie et le fait d'avoir des actionnaires australiens. Cela ne s'équivaut pas forcément.

**M. Haskayne:** Je me soucie peu de savoir qui sont les actionnaires. Vous vous devez, pour vos actionnaires, de gérer la compagnie dans l'intérêt de toutes les personnes concernées. C'est le mandat qui incombe à la direction. Le conseil d'administration a lui aussi le même mandat. C'est exactement ce à quoi nous voulons en venir.

**Le sénateur Stewart:** Je m'intéressais au fait que M. Watkins semblait prétendre que l'arrangement australien était assez satisfaisant. Je voulais savoir si cet arrangement pouvait permettre à un Canadien, à un Américain, ou même à un Britannique, d'acheter un grand nombre d'actions à la bourse d'Australie.

**M. Watkins:** Ce serait possible. Toutefois, à titre de compagnie établie en Australie, nous avons une responsabilité publique à assumer. Nous sommes soumis à un examen minutieux aux différentes bourses où nous sommes inscrits. J'ai abordé cette question, sénateur Stewart, en réponse à une observation de M. DeMont au sujet des pénalités prévues par la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada qui s'appliquent aux groupes canadiens dans la même situation, mais sur les terres canadiennes. Les compagnies dont la participation canadienne n'est plus d'au moins 50 p. 100, après délivrance du permis de production, doivent réagir et rapidement pour corriger cette anomalie ou payer les amendes très élevées prescrites dans la loi. Ce n'est pas le cas en Australie.

Je pense que c'est la comparaison que je voulais faire. Le régime dans ce pays pour ce qui est du contrôle des investissements étrangers est plus réaliste; il prévoit l'examen conjoint du taux de participation australien à un stade particulier. La compagnie fait des promesses après quoi le marché libre des investissements entre en jeu et elle s'occupe de ses affaires.

**Le sénateur Murray:** Les interventions du sénateur Stewart ont répondu en partie à ma question. C'est l'allusion de M. Watkins aux critères de participation en Australie qui m'a poussé à poser une question plus générale concernant le Programme énergétique national. J'ai entendu des porte-parole du

[*Text*]

the government say that, all in all, the régime in Canada is not so terribly onerous when compared with that of countries such as Norway and the United Kingdom. One way or another the government, either through its taxation régime or through the crown or crown agencies, is helping itself to a piece of the action. Other countries have régimes that are more onerous than that brought in by the National Energy Program. Can you comment on your experience, particularly in the United Kingdom, and also tell us what you might know about Norway?

**Mr. Haskayne:** I am not sure we are the right people to answer that particularly with respect to Norway. If you want to use Australia or the United States as examples, because they are more relevant to our particular situation, we would be glad to comment.

For as long as I have been in this business, I have found that on the basis of a series of relatively simplistic numbers you can prove almost whatever you set out to prove because it is not just a mathematical calculation; you must also consider the judgment as to the potential, the size of the reservoir, the location, and many other factors. A relatively simple calculation of the numbers is only part of the equation.

I have been involved in operations in Indonesia for many years. There, the government takes 85 per cent of the production which, obviously, is a high number. In spite of that figure, you can make a lot of money in Indonesia by virtue of your ability to find oil much easier than in some other places in the world and by virtue of the technical aspects.

Many other wrinkles are involved. If you have production, you can write off the cost immediately against other production and shelter. To make a direct comparison between one and the other without all the implications is very difficult.

As a point of reference, to compare the 85 per cent take in Indonesia, you should also consider the royalties and taxes we pay in Australia. It is onshore production; we get the world price; we pay a royalty of 7 per cent, and we pay a tax rate of about 50 per cent. The same situation applies in Alberta. We pay a royalty of 35 per cent to 40 per cent, depending on the production volumes, and we are not allowed to deduct all of that royalty for calculation of income tax.

I suggest to you that the netback in Australia for the production which is going to market today is not very big. It is only 1,000 barrels a day. Our netback after royalties and after transportation costs, equated to Canadian dollars, is somewhere around $25 or $30 a barrel.

I am not trying to avoid your question, but I think it is very easy to draw conclusions on the basis of the numbers alone.

**Mr. Watkins:** I can only comment about the Australian situation since that is what we are most familiar with.

Another feature of that environment is that there is much less day-to-day involvement of government in the industry's affairs because the physical régime that we operate under is much simpler, and it is not so complex to operate and monitor.

[*Traduction*]

gouvernement déclarer que le régime en vigueur au Canada n'est pas si coûteux quand on le compare avec ceux de pays comme la Norvège et le Royaume-Uni. D'une façon ou d'une autre, le gouvernement, que ce soit par le biais de son régime fiscal ou les sociétés de la Couronne, va chercher une partie des retombées. D'autres pays ont des régimes plus lourds que celui prévu par le Programme énergétique national. Pouvez-vous nous faire part de votre expérience, surtout au Royaume-Uni, et nous dire ce que vous savez de ce qui se passe en Norvège?

**M. Haskayne:** Je ne crois pas être en mesure de vous répondre au sujet de la Norvège. Si vous voulez citer l'Australie ou les États-Unis en exemple, pays que nous connaissons bien, nous serions heureux de vous en parler.

Depuis que j'œuvre dans ce domaine, j'ai constaté qu'avec une série de chiffres assez simples vous pouvez prouver presque tout ce que vous voulez parce que ce n'est pas une simple question de calcul mathématique; il faut aussi évaluer le potentiel, l'emplacement ainsi que bien d'autres facteurs. Les calculs mathématiques ne donnent qu'une partie de la situation.

Je m'occupe depuis des années de travaux effectués en Indonésie. Le gouvernement s'approprie 85p. 100 de la production, ce qui est évidemment beaucoup. Malgré tout, on peut faire beaucoup d'argent en Indonésie parce qu'il est plus facile d'y découvrir du pétrole qu'ailleurs dans le monde en raison des considérations techniques.

Il y a aussi beaucoup d'autres combines. On peut amortir immédiatement le coût de la production grâce à la production d'autres opérations et d'autres abris fiscaux. Il est très difficile de faire une comparaison directe entre les deux sans tenir compte de toute les autres considérations.

A titre de référence, pour comparer les 85p. 100 que s'approprie l'Indonésie, il faudrait aussi tenir compte des redevances et des impôts à payer en Australie. Il s'agit de la production sur le littoral pour laquelle nous obtenons le prix mondial; nous payons une redevance de 7p. 100 et une taxe d'environ 50p. 100. C'est la même chose en Alberta. Nous payons une redevance de 35 à 40 p. 100 selon le volume de pétrole produit et nous ne pouvons pas la réduire en entier aux fins de l'impôt sur le revenu.

Je peux vous dire qu'en Australie les profits nets ne sont pas très élevés pour le pétrole qui est mis sur le marché. Nous y produisons seulement 1 000 barils par jour. Nos profits nets, après le calcul des redevances et des coûts de transport, sont environ 25 $ à 30 $ canadiens le baril.

Je ne cherche pas à esquiver votre question, mais je pense qu'il est très facile de tirer des conclusions seulement avec ces chiffres.

**M. Watkins:** Je ne peux que parler de la situation en Australie parce que c'est celle que je connais le mieux.

De plus, l'intervention quotidienne du gouvernement dans les affaires de l'industrie est beaucoup moins grande parce que le régime physique est plus simple et qu'il est plus facile à appliquer et à contrôler. Le contrôle étroit et permanent et le

[*Text*]

There is no ongoing close control and monitoring of the requirements. There is no specific ongoing monitoring of grants being awarded to companies on the basis of nationality. It is a simpler environment within which to operate, and that, of course, represents some cost advantage as well.

**Mr. Haskayne:** They are trying to introduce a PGRT there.

**Mr. Watkins:** We expect some changes.

**The Acting Chairman:** On behalf of the committee, it only remains for me to express our appreciation to both of you for coming here today and making such an excellent presentation and for participating in what I think was a useful and interesting discussion.

The committee adjourned.

[*Traduction*]

contrôle des critères n'existent pas. Il n'y a pas de contrôle permanent des subventions octroyées aux compagnies en fonction de la nationalité. Il est plus facile d'évoluer dans ce milieu et bien sûr on en tire certains avantages financiers.

**M. Haskayne:** Ce pays ne tente-t-il pas d'établir une taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières?

**M. Watkins:** Nous nous attendons effectivement à certains changements.

**Le président suppléant:** Au nom du comité, il me reste à vous remercier tous les deux de votre présence ici aujourd'hui, de votre excellent exposé et de votre participation à une discussion fort utile et intéressante.

La séance est levée.

APPENDIX "ENR—6A"

HOME OIL COMPANY LIMITED
SUBMISSION TO THE STANDING SENATE COMMITTEE
ON ENERGY AND
NATURAL RESOURCES

April 27, 1984

CANADIANIZATION ISSUES

INTRODUCTION

*Corporate Profile*

Home Oil Company Limited is wholly-owned by Hiram Walker Resources Ltd. of Toronto and has been engaged in the exploration for and development and production of hydrocarbons since the 1920's. The parent company, through its other principal subsidiaries, Hiram Walker-Gooderham & Worts Limited and The Consumers' Gas Company, is also engaged in the production and marketing of distilled spirits worldwide and in the distribution of natural gas in Ontario and New York State. Home is Canadian-owned and controlled by definition under the Foreign Investment Review Act (FIRA) and the National Energy Program (NEP), and qualifies for maximum Petroleum Incentives Program (PIP) grants.

Home's oil and gas exploration activities are conducted principally in Canada but also in the United States, Australia, the North Sea, New Zealand and other international areas. In Canada, Home is actively exploring in the western provinces, the Mackenzie Delta, the Beaufort Sea and the eastcoast offshore.

Our producing activities are concentrated in western Canada and the United States. We produce 32,000 barrels of oil and 150 million cubic feet of gas per day of which 26,000 barrels of oil and 100 million cubic feet of gas per day originate in Canada, primarily in Alberta. Our Canadian production therefore accounts for about 80 per cent of our total production in the case of oil and 70 per cent in the case of gas. Home is ranked as the 14th largest producer of oil and the 10th largest producer of gas in Canada.

Our holdings of exploration acreage total about 7 million net acres of which 3 million are located in Canada, including about 650,000 net acres which we have earned to date in Canada Lands.

*Involvement in the Canadian Petroleum Association*

Home is an active member of the Canadian Petroleum Association and has participated directly in the development of the CPA's policy recommendations presented earlier to this Committee. Therefore, we support generally the views expressed to you by the CPA but now wish to expand on certain of our concerns regarding the Canadianization thrusts of the NEP and

APPENDICE «ERN—6A»

HOME OIL COMPANY LIMITED
MÉMOIRE PRÉSENTÉ AU COMITÉ
SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES
RESSOURCES NATURELLES

Le 27 avril 1984

CANADIANISATION

INTRODUCTION

*Profil de la société*

La société Home Oil Company Limited est la propriété exclusive de Hiram Walker Resources Ltd. de Toronto et procède à l'exploration, à l'exploitation et à la production d'hydrocarbures depuis les années 20. La société mère, par l'entremise de ses autres grandes filiales Hiram Walker-Gooderham & Worts Limited et The Consumers' Gas Company produit et commercialise aussi des spiritueux distillés dans le monde entier, de même, elle distribue du gaz naturel en Ontario et dans l'État de New York. Home Oil appartient à des intérêts canadiens et est réglementée par définition, par la Loi sur l'examen de l'investissement étranger (LEIE), le Programme énergétique national (PEN); elle est admissible en outre au maximum des subventions accordées dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers (PEP).

Les travaux d'exploration pétrolière et gazière de notre société se font surtout au Canada, mais aussi aux États-Unis, en Australie, dans la mer du Nord, en Nouvelle-Zélande et dans d'autres régions du monde. Au Canada, la société explore activement les champs pétroliers et gaziers des provinces de l'Ouest, du delta du Mackenzie, de la mer de Beaufort et ceux au large des côtes de l'Atlantique.

Quant à notre production, elle se concentre dans l'ouest du Canada et aux États-Unis. Nous produisons quotidiennement 32 000 barils de pétrole et 150 millions de pieds cubes de gaz; de ce nombre, 26 000 barils de pétrole et 100 millions de pieds cubes de gaz par jour sont extraits au Canada, surtout en Alberta. C'est donc dire que notre production canadienne de pétrole représente environ 80 p. 100 de notre production totale; quant à celle du gaz, elle se chiffre à 70 p. 100. Notre société se classe au 14$^{e}$ rang des grands producteurs de pétrole et au 10$^{e}$ rang des producteurs de gaz au Canada.

La superficie totale de nos champs d'exploration se chiffre à environ 7 millions d'acres nets, dont 3 millions sont situés au Canada, y compris environ 650,000 acres nets que nous avons acquis à ce jour sur les terres du Canada.

*Participation à l'Association pétrolière du Canada*

Notre société est membre actif de l'Association pétrolière du Canada et a participé directement à l'élaboration des recommandations de l'Association déjà présentées à votre Comité. Par conséquent, nous endossons généralement les positions de l'APC, mais aujourd'hui, nous aimerions préciser davantage nos préoccupations face aux mesures suscitant la canadianisa-

the instruments used by the NEP to achieve its Canadianization goals.

## THE NEP AND ITS CANADIANIZATION MEASURES

*Objectives of the NEP*

Generally, Home endorses the three stated objectives of the NEP which are:

—Firstly, to ensure security of supply for Canada's oil and gas needs, and ultimate independence from the world oil market.

—Secondly, to provide an opportunity for Canadians to participate in the petroleum industry.

—Finally, to establish a petroleum pricing and revenue-sharing regime, equitable to all Canadians.

However, we feel strongly that the instruments of the NEP intended to achieve these goals must now be amended to recognize today's eonomic realities and to make energy policies self-adjusting to such realities on a predictable basis. Furthermore, future policy measures should be designed to achieve the NEP's objectives more efficiently and in a more reasonable time-frame.

We particularly wish to direct your attention to those policy measures of the NEP intended to achieve effective Canadianization of the industry and to offer Canadians a greater opportunity to participate in its growth. It is in these areas that the NEP fails most notably from our point of view. The principal measures involved are:

—Measurement of Canadian ownership and control.

—The Petroleum Incentives Program.

—Canadian ownership of production on Canada Lands.

—The Crown's right to a 25 per cent carried interest on Canada Lands.

## MEASUREMENT OF CANADIAN OWNERSHIP AND CONTROL

*the Lack of Consistent Definition*

The manner in which Canadian ownership and control is measured under the NEP is essential to the success of the NEP's Canadianization thrusts. Perhaps more importantly, the measurement process determines how effectively the industry's exploration and development efforts are directed towards the achievement of the NEP's objectives.

A number of definitions of Canadian ownership and control have been developed for use in the administration of various laws and regulations in this country and they generally lack consistency because they have each been designed for a specific purpose. The calculation of an oil and gas company's Canadian Ownership Rate (COR) and control status under the NEP, is another one of these several definitions.

tion contenues dans le PEN et aux moyens proposés par les responsables de l'application du programme pour atteindre leurs objectifs.

## PEN ET MESURES DE CANADIANISATION

*Objectifs du PEN*

En général, notre société appuie les trois objectifs du PEN qui sont les suivants:

—Premièrement, assurer la sécurité de l'approvisionnement pétrolier et gazier du Canada, pour enfin s'affranchir à l'égard des importations de pétrole étranger.

—Deuxièmement, offrir aux Canadiens de participer à leur industrie pétrolière et gazière.

—Enfin, établir un partage équitable du fardeau et des avantages sur le plan énergétique.

Toutefois, nous croyons fermement que les moyens prévus par le PEN pour atteindre ces objectifs doivent être aujourd'hui révisés afin de tenir compte de la conjoncture présente et de faire en sorte que la politique énergétique s'intègre d'elle-même à ces réalités de façon prévisible. En outre, des mesures devront être conçues pour atteindre plus rapidement les objectifs du PEN et dans des délais plus raisonnables.

Nous tenons particulièrement à attirer votre attention sur les mesures du PEN visant à atteindre efficacement la canadianisation de l'industrie et à offrir aux Canadiens une chance plus grande de participer à la croissance de ce secteur. A notre avis, c'est dans ces domaines que le PEN fait le plus piètre figure. Les principales mesures en cause sont les suivantes:

—Mesure de la participation et du contrôle canadiens.

—Programme d'encouragements pétroliers.

—Propriété canadienne de la production sur les terres du Canada.

—Intérêt de 25 p. 100 dans tout droit sur les terres du Canada réservé à la Couronne.

## MESURE DE LA PARTICIPATION ET DU CONTRÔLE CANADIENS

*Manque d'uniformité des définitions*

Les moyens utilisés pour mesurer la participation et le contrôle canadiens dans le cadre du PEN sont essentiels au succès des mesures de canadianisation préconisées dans ce programme. Peut-être encore plus important, ce processus permet de déterminer l'utilité des efforts déployés pour l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz par l'industrie en vue d'atteindre les objectifs fixés par le PEN.

Un certain nombre de définitions de la participation et du contrôle canadiens ont été élaborées aux fins de l'application de diverses lois et règlements au Canada et en général, elles manquent d'uniformité parce que chacune a été conçue à une fin précise. La détermination de la participation canadienne d'une société pétrolière et gazière de même que les contrôles prévus par le PEN sont un autre exemple de ces multiples définitions.

In our view, it would be most beneficial to Canada, the petroleum industry and other industries if we could develop a uniform standard defining what constitutes acceptable Canadian ownership and control in this country and use this standard to the exclusion of others wherever possible. This would stabilize the rules of the game for foreign investors and because of the importance of such rules in their decision-making process, a uniform definition of acceptable Canadian ownership and control could be most beneficial in attracting capital to Canada on favorable terms.

In this submission, we do not propose to discuss all of the existing definitions of 'Canadian'. Instead, we will focus on those ownership and control issues primarily affecting the petroleum industry and administration of the Canadianization elements of the NEP.

The NEP bases eligibility for PIP grants on an applicant's COR and control status, the latter of which is determined according to the Foreign Investment Review Act. COR is measured regularly by the applicant as required by the Canadian Ownership and Control Determination Act, using a rigorous statistical analysis as prescribed in the regulations of the Act. Based on this analysis and provided that the applicant's control status is Canadian by definition under FIRA, the Petroleum Incentives Administration provides the applicant with a COR certificate which it must have to obtain PIP grants in excess of the 25 per cent exploration grants available to all companies operating on Canada Lands.

This qualification system, because it is tied to continuing measurement of a company's ownership and control status, fundamentally works against the free trade aspects of financial markets worldwide. Home's parent, Hiram Walker Resources Ltd., currently has about 70 million shares outstanding which are traded on the Toronto, Vancouver and New York stock exchanges. By virtue of the present ownership and of these shares and because its control status is deemed to be Canadian, Home enjoys a 91 per cent COR. However, under the present COR standards, Hiram Walker Resources could become foreign-controlled tomorrow causing Home to lose its present entitlement to PIP grants. The ownership and control status of Hiram Walker Resource is a function of free trade in the worldwide financial markets and effectively is beyond the control of the respective companies from one day to the next.

Because the definition of Canadian ownership and control under the NEP ties directly to FIRA, we wish to examine how the existing FIRA rules have affected transactions within the petroleum industry.

A notre avis, le Canada, l'industrie pétrolière et les autres industries auraient tout avantage à élaborer une norme uniforme pour définir ce que constitue la participation et le contrôle canadiens acceptables au Canada et à utiliser cette norme au lieu de toutes les autres chaque fois que cela sera possible. Ainsi, on pourra stabiliser les règles du jeu pour les investisseurs étrangers et compte tenu de l'importance de ces règles dans leur processus de prise de décisions, une définition uniforme de la participation et du contrôle canadiens acceptables pourrait être des plus avantageuses pour attirer les investissements au Canada.

Dans le présent mémoire, nous ne proposons pas de discuter toutes les définitions qui existent de la «participation et du contrôle canadiens». Nous préférons plutôt concentrer nos observations sur ces questions pertinentes qui touchent principalement l'industrie pétrolière et l'application des mesures de canadianisation prévues dans le PEN.

Le PEN fonde l'admissibilité aux subventions prévues dans le cadre du PEP sur la participation canadienne et le contrôle du requérant, le degré de contrôle étant déterminé d'après la Loi sur l'examen de l'investissement étranger. La participation canadienne est mesurée régulièrement par le requérant, comme le prévoit la Loi sur la détermination de la participation et du contenu canadiens, à l'aide d'une analyse statistique rigoureuse déterminée dans les règlements afférents. A partir de cette analyse, et à condition que le degré de contrôle du requérant soit considéré comme canadien suivant la définition prévue par la Loi sur l'examen de l'investissement étranger, l'Office des encouragements pétroliers accorde au requérant un certificat de détermination de la participation canadienne qu'il doit avoir avant d'obtenir les subventions du PEP en sus des subventions d'exploration de 25 p. 100 auxquelles ont droit toutes les sociétés qui procèdent à de tels travaux sur les terres du Canada.

Ce système d'admissibilité, comme il est relié à la mesure constante de la participation et du contrôle d'une société, va essentiellement à l'encontre du libre-échange sur les marchés financiers internationaux. La société mère de Home, Hiram Walker Resources Ltd., détient actuellement environ 70 millions d'actions en circulation qui sont négociées sur les marchés boursiers de Toronto, de Vancouver et de New York. Étant donné que ces actions sont détenues par ladite société et que son contrôle est réputé être canadien, la société Home jouit d'un degré de participation canadienne de 91 p. 100. Toutefois, d'après les normes actuelles du système de détermination de la participation canadienne, Hiram Walker Resources pourrait passer à des intérêts étrangers demain, risquant de faire perdre à notre société le droit d'obtenir les subventions prévues dans le cadre du PEP. La propriété et le contrôle de Hiram Walker Resources s'inscrit dans le cadre du libre-échange sur les marchés financiers mondiaux et échappe effectivement au contrôle des sociétés respectives d'une journée à l'autre.

Comme la définition de la participation et du contrôle canadiens prévus par le PEN est directement liée à la LEIE, nous tenons à examiner de quelle façon les règlements actuels afférents à cette loi influent sur les transactions dans l'industrie pétrolière.

*FIRA Rules*

The FIRA rules and their administration have been extremely controversial. Criticisms from foreign investors have been related primarily to the fact that the rules are unclear and reasons are not given for rejection of applications. A basic thrust of the Act is that any single foreign holding of 5 per cent or more of a public company's voting rights is deemed to be a foreign controlling interest unless of course there is a larger block of voting rights held by a Canadian shareholder. Because of this rule, a number of transactions have taken place in the petroleum industry which in Home's view are not beneficial to Canada but are deemed to be completely acceptable by the Act.

*Adverse Impact of FIRA Rules on Canada*

In 1979, Superior Oil, a major U.S. oil and gas producer, held 50 per cent of the voting stock of Canadian Superior Oil ltd., its long-established, substantial Canadian subsidiary, and proceeded to acquire the remaining 50 per cent from public shareholders. By FIRA definition, Canadian Superior was already foreign-controlled because of Superior Oil's 50 p. 100 ownership. Superior Oil was therefore free to acquire the balance of the voting stock. Although Canadian Superior has continued to be a responsible corporate citizen and indeed a highly respected participant in the Canadian petroleum industry, Canadian investors lost the opportunity to invest directly in the company.

The problem is that the Foreign Investment Review Act completely disregards the adverse impact on Canada of a single foreign shareholder increasing its holdings even to 100 per cent once it owns 5 per cent or more of the voting rights and represents a foreign controlling interest. With the takeover activity currently underway in the United States involving parents of Canadian subsidiaries, this anomaly in FIRA rules may soon lead to more petroleum industry takeovers in Canada which are not to Canada's nor to the industry's long-term benefit. Mobil Oil Corporation, by acquiring Superior Oil, will inherit Canadian Superior. Should precedence be followed, FIRA will attempt to force Mobil to dispose of Canadian Superior to a Canadian company. If more realistic policies had been in place in 1979 to discourage Superior Oil from acquiring all of the publicly held shares of Canadian Superior, the Canadian subsidiary today would have many thousands of shareholders whose interests would change very little regardless of whether the 50 per cent control block was held by Mobil or Superior Oil.

Other major U.S.-based acquisitions are underway which may have an adverse impact on Canada and the Canadian petroleum industry unless more realistic foreign investment controls are adopted. Standard Oil Company of California is

*Règlement (LEIE)*

Ces règlements mêmes et leur application sont extrêmement controversés. Les investisseurs étrangers se plaignent surtout du fait que les règlements ne sont pas clairs et que le rejet des demandes n'est pas suffisamment justifié. L'un des buts premiers de la Loi est de faire en sorte que la possession par un seul investisseur étranger de 5 p. 100 ou plus des actions d'une société publique donnant droit de vote est considérée comme étant un contrôle étranger à moins, bien sûr, qu'un actionnaire canadien en détienne un plus gros bloc d'actions de même nature. A cause de ce règlement, un certain nombre de transactions se sont réglées dans l'industrie pétrolière qui, de notre avis, sont nuisibles au Canada mais par contre considérées comme tout à fait acceptables aux termes de la Loi.

*Répercussions négatives des règlements pertinents à la LEIE au Canada*

En 1979, la Superior Oil, grand producteur de pétrole et de gaz aux États-Unis, détenait 50 p. 100 des actions donnant droit de vote de la Canadian Superior Oil Ltd., sa grande filiale canadienne depuis longtemps, et à décidé d'acheter les 50 p. 100 d'actions que possédaient les actionnaires publics. Selon les définitions de la LEIE, la Canadian Superior appartenait déjà à des intérêts étrangers en raison de 50 p. 100 d'actions que détenait la Superior Oil. Il était donc permis à cette dernière d'acheter le reste des actions donnant droit de vote. Bien que la Canadian Superior soit toujours un bon citoyen moral qui assume ses responsabilités et qui en fait est très respectée dans l'industrie pétrolière canadienne, les investisseurs canadiens ont raté la chance d'investir directement dans la société.

Le problème est que la Loi sur l'examen de l'investissement étranger fait complètement fi des répercussions négatives que peut avoir pour le Canada le fait qu'un seul actionnaire étranger accroîsse sa part d'actions pour atteindre même 100 p. 100 une fois qu'il possède 5 p. 100 ou plus des actions donnant droit de vote et constituant alors un intérêt étranger. Compte tenu de toutes les mainmises qui s'opèrent actuellement aux États-Unis et dans lesquelles sont en cause les sociétés mères de filiales canadiennes, cette anomalie décelée dans les règlements découlant de la LEIE pourrait bientôt faire en sorte que l'on assiste à un plus grand nombre de mainmises dans l'industrie pétrolière au Canada qui pourraient ne pas être à l'avantage à long terme du Canada et de l'industrie. La société Mobil Oil, en achetant la Superior Oil, héritera de la Canadian Superior. Si l'ordre de priorité devait être respecté, l'agence d'examen de l'investissement étranger (AEIE) tentera de forcer la société Mobil Oil à se défaire de la Canadian Superior au profit d'une société canadienne. Si des politiques plus réalistes avaient été adoptées en 1979 pour décourager la Superior Oil d'acheter toutes les actions publiques de la Canadian Superior, la filiale canadienne compterait aujourd'hui des milliers d'actionnaires dont les intérêts changeraient très peu, peu importe que Mobil Oil ou Superior Oil dispose de ce groupe d'actions de 50 p. 100.

D'autres sociétés américaines sont sur le point de racheter d'importantes sociétés, ce qui risque d'avoir des répercussions négatives sur le Canada et son industrie pétrolière à moins que des contrôles de l'investissement étranger plus réalistes ne

in the process of acquiring Gulf Oil Corporation which holds 60 per cent of Gulf Canada Limited's voting rights. Texaco Inc. is taking over Getty Oil Company which holds 100 per cent of Canadian Reserve Oil and Gas Ltd.'s voting rights. In the absence of more realistic FIRA rules, Standard of California is free to acquire all of the remaining publicly held shares in Gulf Canada.

There are other examples of how Canada's present foreign investment policy does not act in the best interest of the country as a whole. The most recent is Dome Petroleum's takeover of Hudson's Bay Oil and Gas (HBOG). Dome Petroleum, which was less than 35 per cent Canadian-owned, was able to take over HBOG which was about 40 per cent Canadian-owned. If HBOG had tried to take over Dome, the transaction would have been blocked not as a result of HBOG's Canadian ownership, but because HBOG was deemed to be controlled by Conoco, a U.S. company which owned 53 per cent of HBOG. Dome on the other hand was deemed to be Canadian-controlled, even though more than 65 per cent of its voting stock was in foreign hands. HBOG's management was totally Canadian, 7 of the 12 members of the Board of Directors were Canadians and the company had been a responsible corporate citizen for over 50 years. Despite these advantages and the outstanding investment potential HBOG offered its Canadian shareholders, Canada's foreign investment policies encouraged the Dome/HBOG transaction and continue to support such non-productive takeovers.

Upon examining corporate entities in the Canadian petroleum industry, one reaches the conclusion that those with one dominant foreign shareholder combined with a large percentage of voting stock in the hands of the public have generally ranked among the finest in terms of performance, corporate responsibility and we believe, ultimate benefit to Canada. Such companies must be responsible to their shareholder because they are subject to all of the public disclosure and scrutiny imposed by stock exchanges, securities commission and other regulatory bodies. Also, there has been an incredible transfer of technology and management skills from these major foreign corporations to their Canadian subsidiaries. Many Canadians are now in senior positions throughout the petroleum industry as a result of the international training received with these corporations.

*Proposed New Canadian Ownership and Control Standards*

We feel that the important parameters involved in determining the Canadian status of a company are its performance as a corporate citizen, the extent to which its voting stock is available for purchase by Canadians on Canadian stock exchanges and the related public disclosure and scrutiny to which its operations are thus exposed. Furthermore, if Canadian choose not to buy and hold the stock, the company should nevertheless

soient mis en place. La Standard Oil Company de la Californie est en voie d'acquérir la Gulf Oil Corporation qui détient 60 p. 100 des actions donnant droit de vote de Gulf Canada Limitée. Texaco Inc. est sur le point d'acquérir Getty Oil Company qui détient 100 p. 100 des actions donnant droit de vote de la Canadian Reserve Oil and Gas Limited. Sans l'adoption de règlements plus réalistes aux termes de la LEIE, la Standard Oil de la Californie a libre jeu d'acheter toutes les autres actions publiques de Gulf Canada.

On trouve d'autres exemples de la façon dont la politique actuelle d'investissement étranger du Canada n'agit pas au mieux des intérêts du pays dans l'ensemble. L'exemple le plus récent est la mainmise par Dome Petroleum de la Hudson's Bay Oil and Gas (HBOG). Dome Petroleum, dont la participation canadienne était inférieure à 35 p. 100, a réussi à mettre la main sur la HBOG dont le degré d'appartenance canadienne était d'environ 40 p. 100. Si cette dernière avait tenté de mettre la main sur Dome, la transaction aurait été bloquée non pas à cause du contenu canadien de la HBOG, mais parce que cette dernière était réputée être contrôlée par Conoco, une société américaine qui possédait 53 p. 100 des actions de la HBOG. Par contre, Dome était réputée être contrôlée par des intérêts canadiens même si plus de 65 p. 100 de ses actions donnant droit de vote appartenaient à des intérêts étrangers. La gestion de la HBOG était totalement canadienne, sept des douze membres du conseil d'administration étaient des Canadiens et la compagnie a toujours été un citoyen moral responsable depuis plus de 50 ans. Malgré ces avantages et les énormes possibilités d'investissement qu'offrait la HBOG à ses actionnaires canadiens, la politique d'investissement étranger a encouragé la transaction Dome-HBOG et favorise toujours ces mainmises non productives.

Après avoir examiné les sociétés actives dans l'industrie pétrolière canadienne, on en vient à la conclusion que celles dominées par un seul actionnaire étranger, mais dont un large pourcentage des actions donnant droit de vote appartient au public se placent en général parmi les meilleures en ce qui a trait à la performance, à la responsabilité en tant que société et, nous croyons, aux avantages pour le Canada. Ces sociétés doivent être redevables à leurs actionnaires parce qu'elles sont soumises à toutes les règles concernant la divulgation et l'examen imposées par les marchés boursiers, les commissions de valeurs mobilières et les autres organismes de réglementation. En outre, ces grandes sociétés étrangères procèdent à d'importants transferts de technologie et donnent une bonne formation aux gestionnaires de leurs filiales canadiennes. Nombre de ces Canadiens occupent des postes supérieurs dans toute l'industrie pétrolière après avoir reçu une formation internationale de ces sociétés.

*Nouveaux critères proposés pour déterminer le degré de participation et de contrôle canadiens*

Nous estimons que les paramètres qui permettent vraiment de déterminer si une société est canadienne ou non sont son comportement social comme société, le pourcentage de ses actions donnant droit de vote qui sont disponibles sur le marché boursier canadien et le fait que ces activités soient connues du public. Si les Canadiens préfèrent pour une raison quelconque ne pas acheter les actions que leur offre une société pétro-

be allowed to compete freely and fairly, without constraints tied to the ongoign measurement of its Canadian ownership and control status.

At the present time, there is no incentive for the large Canadian subsidiaries of foreign companies to make more of their voting stock available to Canadians because they would continue to be considered foreign-controlled, unless the parents dropped their ownership below the unrealistically low 5p. 100 FIRA threshold. We would suggest therefore that new control standards be established whereby large foreign companies would be encouraged to invest in this country and to provide significant investment opportunities for Canadians. These standards could be adopted universally, or they could be directed specifically at the petroleum industry by amending the present Canadian Ownership and Control Determination Act.

The new control standards should designate a company as being Canadian-owned and controlled if it meets the following requirements:

—Not more than 50p. 100 of the voting equity is owned by one foreign investor or a related group of foreign investors.

—A majority of the Board of Directors is Canadian.

—The Board of Directors is empowered to select the management of the company.

—There are no negative control features in the company's bylaws.

—Public shareholdeers have cumulative voting rights and therefore elect one half of the Board of Directors.

If sufficient incentives were in place to encourage meeting these new control standards, perhaps the current California Standard/Gulf, Mobil/Superior and Texaco/Getty mergers in the United States could be influenced to create new or revised Canadian entities which would offer additional investment opportunities to Canadians. Without more realistic standards, the new U.S. corporate parents of Gulf Canada, Canadian Superior and Canadian Reserve would be inclined either to sell the companies, which may not be practical in view of the size of Canadian capital markets, or even worse, to acquire all of the remaining publicly held shares. Most certainly, there is no incentive to sell equity to Canadians.

Canada is already recognizing the need for enlightened standards like the ones we are proposing. Recently, FIRA allowed Canadian Occidental Petroleum, a foreign-controlled company with 22 per cent of its voting rights traded on Canadian and other exchanges, to purchase Canada-Cities Service which was wholly-owned by a U.S. parent. In return, Canadian Occidental agreed to increase its float of voting rights in the Canadian marketplace from 22 per cent to the present 52 per cent. This is a good indication of how responsibly and promptly foreigh-controlled companies can be expected to respond to more realistic investment controls. We

lière, il faudrait cependant lui permettre d'opérer librement sur le marché sans qu'elle passe l'object de restrictions reliées au processus constant d'évaluation visant à établir si elle satisfait aux critères sur la participation et le contrôle canadiens.

A l'heure actuelle, rien n'incite les grandes filiales canadiennes de sociétés étrangères à offrir aux Canadiens davantage d'actions donnant droit de vote étant donné que cela ne suffit pas à faire d'elles des sociétés canadiennes à part entière tant que la société mère détient plus de 5 p. 100 de leurs actions, soit le seuil irréaliste fixé par l'AEIE. Nous proposons donc d'établir de nouveaux critères de contrôle afin d'inciter les grandes sociétés étrangères à investir davantage dans ce pays et à fournir aux Canadiens l'occasion de faire des investissements intéressants. Les critères pourraient s'appliquer à toutes les sociétés, ou spécifiquement à l'industrie pétrolière en modifiant la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens.

En vertu de nouveaux critères proposés, une société serait considérée comme étant contrôlée par des intérêts canadiens pourvu qu'elle respecte les conditions suivantes:

—Pas plus de 50 p. 100 des actions donnant droit de vote n'appartiennent à une investisseur étranger ou à un groupe lié d'investisseurs étrangers.

—La majorité des membres du conseil d'administration sont Canadiens.

—Le conseil d'administration peut choisir les gestionnaires de la société.

—Les status de la société ne limitent pas le contrôle.

—Les actionnaires publics possèdent des droits cumulatifs de vote et élisent donc la moitié des membres du conseil d'administration.

Si des mesures étaient prises pour encourager les sociétés à respecter ces nouveaux critères de contrôle, peut-être que les fusions qui se produisent actuellement aux États-Unis entre des sociétés comme California Standard et Gulf, Mobil et Superior et Texaco et Getty donneraient lieu à la création de nouvelles filiales canadiennes offrant de nouvelles sources d'investissement aux Canadiens. Si des critères plus réalistes ne sont pas adoptés, les nouvelles sociétés mères américaines de Gulf Canada, Canadian Superior et Canadian Reserve seront peut-être portées à vendre ces sociétés, ce qui ne serait pas pratique compte tenu de l'importance des marchés en capitaux canadiens ou, encore pire, à acquérir toutes les actions qui sont actuellement offertes au public. Malheureusement, rien ne les incite maintenant à offrir davantage d'actions aux Canadiens.

Le Canada se rend lui-même compte de la nécessité d'adopter des critères comme ceux que nous proposons. Récemment, l'AEIE a permis à la Canadian Occidental Petroleum, société étrangère dont 22 p. 100 des actions donnant droit de vote sont inscrites à la bourse canadienne et à d'autres bourses, d'acheter Canada-Cities Service qui appartenait à part entière à une société mère américaine. En retour, la Canadian Occidental a accepté de porter de 22 p. 100 à 52 p. 100 les actions donnant droit de vote échangées sur le marché canadien. C'est une bonne indication de la façon et de la rapidité avec laquelle les sociétés étrangères réagiront à des contrôles sur les investisse-

are saying that the approach used in the case of Canadian Occidental should be formalized and conveyed as a standard to the foreign investment community.

## THE PETROLEUM INCENTIVES PROGRAM

*Purpose*

The key policy measure implemented by the NEP is the Petroleum Incentives Program. PIP has been regarded by the government as teh prime means by which self-sufficiency in oil and 50 per cent Canadian ownership and control of the industry can be achieved by the early 1990's. It provides the means of preferentially offering Canadian-owned and controlled companies cash grants to offset as much as 80 per cent of their exploration costs on Canada Lands, without contravening international tax and trade conventions governing the treatment of Canadian versus foreign companies in Canada.

*Financing of PIP Grants*

PIP grant costs are financed from industry revenues by means of two major fiscal measures of the NEP; the Petroleum and Gas Revenue Tax and the phase-out of earned depletion. While it is true that for the industry as a whole, the PGRT finances PIP grants, a number of companies such as Home, through their maximum access to PIP grants and their ability to direct more of their exploration initiatives to Canada Lands, have been able to attract PIP grants well in excess of their PGRT liabilities. From the inception of the NEP to our fiscal year-end September 30, 1983, Home's PIP grant receipts have totalled $103 million compared to $78 million in PGRT costs. In fiscal year 1984, a very active year on Canada Lands for Home, we expect our PIP grant receipts to reach $135 million compared to $39 million in PGRT. The anticipated PIP grant receipts in 1984 will be triggered by $280 million in Canadian exploration and development spending (before PIP) of which $142 million is allocated for exploration in the Beaufort Sea, Mackenzie Delta and Scotian Shelf regions of Canada Lands. The remainder is to be spent in western Canada, principally Alberta.

There is no doubt that PIP grants have been most beneficial to Home. We must emphasize, however, that while PIP grants have provided a significant economic impetus for us to accelerate our exploration activities on Canada Lands, we would not have done so had the exploration prospects themselves not been equal to or better than those available to us elsewhere.

*Suggested Changes*

For Home and companies like ours with such substantial PIP grant exposure, it is important that any reduction or elimi-

ments plus réalistes. Nous estimons que la méthode utilisée dans le cas de la Canadian Occidental devrait devenir la pratique courante et s'appliquer à toutes les sociétés étrangères.

## LE PROGRAMME D'ENCOURAGEMENTS PÉTROLIERS

*Objectif*

Le programme d'encouragements pétroliers est le principal élément de politique mis en œuvre par le PEN. le gouvernement estime que grâce au PEP, l'objectif visé de l'autosuffisance en pétrole ainsi que celui de porter à 50 p. 100 la participation et le contrôle canadiens dans l'industrie pétrolière pourront être atteints d'ici les années 90. Le programme permet d'offrir, à titre préférentiel, aux sociétés appartenant à des intérêts canadiens des subventions en espèces équivalant à jusqu'à 80 p. 100 de leurs frais de prospection sur les terres de la Couronne sans enfreindre les conventions touchant les taxes et le commerce internationaux s'appliquant aux sociétés canadiennes par opposition à celles qui s'appliquent aux sociétés étrangères au Canada.

*Financement des subventions accordées dans le cadre du PEP*

Le financement des subventions accordées dans le cadre du PEP est assuré par les recettes que tire le gouvernement de deux principales taxes imposées à l'industrie, soit la taxe fédérale sur les recettes pétrolières et gazières et l'échelonnement de l'épuisement gagné. Même si la TRPG permet effectivement de finances l'ensemble des subventions accordées à l'industrie, certaines sociétés dont Home reçoivent davantage en subventions que ce qu'elles versent au gouvernement en taxes en raison du fait qu'elles peuvent concentrer leurs activités d'exploration sur les terres du Canada et qu'elles ont droit au maximum disponibles. Au 30 septembre 1983, Home avait obtenu des subventions PEP s'élevant au total à 103 millions de dollars alors qu'elle avait contribué 78 millions de dollars en TRPG. Pour l'année financière 1984, année au cours de laquelle Home a été très active sur les terres du Canada, nous prévoyons recevoir des subventions PEP de l'ordre de 135 millions de dollars alors que nous aurons contribué 39 millions de dollars en TRPG. Ces subventions découleront de l'investissement de 280 millions de dollars dans l'exploration et le développement des ressources pétrolières du Canada (compte non tenu des subventions PEP) dont 142 millions de dollars seront consacrés aux activités d'exploration dans la région de la mer de Beaufort, du delta du MacKenzie et du plateau continental Scotian. Le reste sera investi dans l'Ouest du Canada, principalement en Alberta.

Il est évident que Home a grandement bénéficié des subventions accordées dans le cadre du PEP. Nous devons cependant souligner que même si ces subventions nous ont incités à accélérer nos activités d'exploration dans les terres du Canada, nous ne l'aurions pas fait si elles n'avaient pas offert autant de possibilités ou des possibilités meilleures que les autres régions canadiennes.

*Changements recommandés*

La société Home et d'autres sociétés qui connaissent déjà bien le programme des encouragements pétroliers, estiment

nation of PIP grants be carefully structured to recognize the obligations of existing farm-ins on Canada Lands. Present grant levels should be grandfathered to these obligations not only to allow the Canadian-owned and controlled segment of the industry to adjust its exploration strategy with minimal adverse impact, but also to ensure that exploration of the most promising regions of Canada Lands is not curtailed before their commercial potential is properly assessed.

Because the cost of PIP grants is being financed by the PGRT, any reduction or elimination of PIP grants should be accompanied by an appropriate reduction in PGRT. We feel that serious consideration should be given to retaining PIP grants at reduced levels on Canada Lands and making them available to a much enlarged group of companies which would qualify on the basis of the broadened Canadian ownership and control standards we have proposed. In our view, this approach would achieve the exploration and development results desired by the federal government much more efficiently than the present grant system and it would act as an incentive for foreign-controlled companies to float additional voting stock in the Canadian marketplace.

Coupled with the reduction in the level of PIP grants on Canada Lands, we believe PIP grants in the provinces (APIP grants in Alberta) should be eliminated in favour of royalty reductions or holidays needed to create favorable economics and to counter-balance the continuing PIP grants on Canada Lands. Saskatchewan's royalty holiday measures are an excellent example of how this can be achieved.

## CANADIAN OWNERSHIP AND CONTROL OF PRODUCTION FROM CANADA LANDS

*Present Requirements*

The Canada Oil and Gas Act requires that interest holders should have a minimum 50 per cent COR in order to obtain production licenses on Canada Lands. However, the Act is not clear on whether the control status of the holders must be Canadian, and clarification of this point has not been a priority since new applications for production licenses are not expected in the near future. In the absence of a specific requirement, it would appear that future production licenses could be awarded to foreign-controlled interest holders as long as their COR's were 50 per cent or higher.

*Suggested Changes*

To reinforce the long-term Canadianization goals of the NEP, we would suggest that Canadian control as well as 50 per cent Canadian ownership be made prerequisites for production licenses on Canada Lands. The control requirement could be based on the broadened standards we have proposed,

qu'il importe d'échelonner toute réduction ou suppression des subventions compte tenu de leurs prises d'intérêt sur les terres du Canada. Le niveau des subventions devrait être établi en fonction de ces engagements non seulement pour permettre aux sociétés dont la participation et le contrôle sont canadiens d'adapter leur stratégie d'exploration sans heurts majeurs, mais aussi pour empêcher qu'on ne mette fin aux activités d'exploration sur les terres du Canada les plus prometteuses avant que leur potentiel commercial n'ait été pleinement évalué.

Étant donné que la TRPG sert à financer le PEP, toute suppression ou réduction des subventions accordées dans le cadre de ce programme devrait s'accompagner d'une réduction analogue de la TRPG. Nous estimons que pour l'exploration effectuée sur les terres du Canada, il conviendrait d'étudier sérieusement la possibilité de maintenir les subventions PEP même à un niveau moins élevé et de les rendre accessibles à un plus grand nombre de sociétés respectant les critères à portée plus étendue que nous avons proposés relativement à la participation et au contrôle canadiens. À notre avis, cette méthode permettrait au gouvernement fédéral d'atteindre plus facilement les objectifs visés que le système de subvention actuel et inciterait les sociétés étrangères à offrir sur les marché canadien une proportion accrue de leurs actions donnant droit de vote.

Nous proposons non seulement de réduire les subventions PEP accordées pour l'exploration sur les terres du Canada, mais de supprimer celles qui sont versées par les provinces (subventions PEP supplémentaires en Alberta) et de les remplacer par des baisses de redevances ou par une suppression temporaire de celles-ci afin de créer un climat économique favorable et de faire contrepoids aux subventions PEP qui continueront de s'appliquer aux terres du Canada. La suppression temporaire des redevances en Saskatchewan constitue un bon exemple de la façon dont cet objectif peut être atteint.

## PARTICIPATION ET CONTRÔLE CANADIENS RELATIVEMENT À LA PRODUCTION PROVENANT DES TERRES DU CANADA

*Exigences actuelles*

Aux termes de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, la participation canadienne doit être d'au moins 50 p. 100 pour qu'une société obtienne un permis de production sur les terres du Canada. La loi ne précise toutefois pas clairement si le contrôle doit appartenir à des Canadiens et on ne s'est pas empressé de lever l'ambiguité étant donné qu'on ne s'attend pas à recevoir dans un avenir rapproché des demandes pour des permis de production. Il semblerait que dans l'avenir des permis de production pourraient être accordés à des sociétés étrangères pourvu que la participation canadienne soit de 50 p. 100 en ce qui touche les activités de production.

*Changements proposés*

Pour renforcer les objectifs à long terme de canadianisation visés par le PEN, nous proposons que le contrôle canadien ainsi que la participation canadienne de 50 p. 100 soient exigés comme conditions préalables pour l'octroi d'un permis de production sur les terres du Canada. Le critère de contrôle serait

and would serve as an added incentive for foreign-controlled companies to float equity in Canada.

We would further suggest that the Canadian control and 50 per cent Canadian ownership requirements be applied at the exploration stage as prerequisites for Exploration Agreements. Canadian companies would then be encouraged to become involved at the grass-roots level of exploration, that is; in the initial competition for exloration rights on Canada Lands, rather than in subsequent farm-ins which involve substantial premium costs now financed largely by PIP grants. Adoption of these requirements at the exploration stage would help offset the adverse impact on Canadian companies of reduced or eliminated PIP grants. We do not believe that the new requirements would be unrealistic nor harmful to the foreign-owned and controlled companies, particularly if the broadened definition of 'Canadian' as proposed by Home were used to determine compliance.

It is our view that the Canadian ownership deficiency penalties now included in the Canada Oil and Gas Act are unduly onerous and should be abandoned. These penalties are geared to ongoing periodic measurement of the interest holders' Canadian ownership and a requirement that the ownership level be maintained at 50 per cent or higher while the production license is held. We feel that the decision to award production licenses and under our proposal, Exploration Agreements, amongst other factors should only consider the holders' Canadian ownership and control status at the time applications are made. Once the exploration rights or production licenses have been awarded, the level of Canadian ownership and control of the holders should be reviewable only when one or more of them sells or transfers all or part of their interests to another party. If such an action causes an ownership deficiency, then the Crown could have the right to purchase the interest being sold or transferred under the same terms and conditions offered the other party. Under the penalties as they now stand, a deficiency occuring at any time after a production license is granted could result in the expropriation of interests by the Crown or the forced sale of interests by the holders.

## THE CROWN'S CARRIED INTEREST ON CANADA LANDS

*Suggested Changes*

The Crown's retro-active 25 per cent carried interest represents a confiscatory measure which has damaged the confidence of foreign investors in Canada and has unfairly taken advantage of the prior efforts of the early players on Canada Lands. We feel that both the retro-active and ongoing back-in rights of the Crown should be revoked. Elimination of the right will create further competition and opportunities for all Canadian companies and should ultimately strengthen the federal government's exploration and development goals on Canada Lands. When combined with the broadened definition of 'Canadian' we have suggested, this measure should have a

celui que nous avons déjà proposé et inciterait davantage les sociétés étrangères à offrir des actions au Canada.

Nous proposons également que le critère du contrôle canadien et de la participation canadienne de 50 p. 100 soit considéré comme condition préalable à la signature de toute entente d'exploration. On inciterait ainsi les sociétés canadiennes à s'intéresser au stade initial de la prospection c'est-à-dire lorsqu'il s'agit de faire concurrence à d'autres sociétés pour essayer d'obtenir des droits d'exploration sur les terres du Canada, au lieu de se contenter de prises d'intérêt qui représentent des coûts additionnels appréciables financés actuellement en grande partie par les subventions PEP. L'adoption de ces critères à l'étape de l'exploration compenserait les effets négatifs sur les sociétés canadiennes de la réduction ou de la suppression des subventions PEP. Nous estimons que ces exigences seraient réalistes et ne nuiraient pas aux sociétés appartenant à des étranger et contrôlées par ceux-ci, particulièrement si l'on appliquait le critère proposé par Home pour déterminer la propriété et le contrôle canadiens.

Nous estimons que les pénalités prévues actuellement dans la Loi sur le pétrole et le gaz naturel du Canada relatives aux manquements aux règles touchant la participation canadienne sont indument élevées et devraient être supprimées. Ces pénalités visent à forcer les sociétés à déterminer périodiquement leur degré de participation canadienne pour s'assurer qu'elle se maintient à 50 p. 100 ou plus afin de conserver leur permis de production. Nous proposons que la décision d'accorder un permis de production et, aux termes de notre proposition, de conclure une entente d'exploration, ne dépendent que du degré de participation et de contrôle canadiens d'une société au moment où elle soumet sa demande. Après l'octroi des droits d'exploration ou des permis de production, le niveau de participation et de contrôle canadiens des détenteurs de ces droits ne devrait faire l'objet d'une révision que lorsque l'un des actionnaires vend ses actions ou les transfère en partie ou en entier à un tiers. Si la vente ou le transfert d'actions faisait tomber le degré de participation canadienne en deça du niveau exigé, la Couronne pourrait alors acquérir les actions de la société aux mêmes conditions que celles offertes à la tierce partie. Aux termes des pénalités actuellement prévues, toute société qui ne respecterait pas les exigences fixées à cet égard après l'octroi d'un permis de production s'expose à ce que la Couronne exproprie ses intérêts ou l'oblige à les vendre.

## INTERÊT DE LA COURONNE DANS LES TERRES DU CANADA

*Modifications proposées*

L'intérêt rétroactif de 25 p. 100 concédé à la Couronne représente une mesure de confiscation qui a sapé la confiance des investisseurs étrangers dans le Canada et qui constitue une exploitation injuste des premières sociétés à s'adonner à l'exploration au Canada. Nous estimons qu'il convient de révoquer les droits rétroactifs et les droits de participation obligatoire concédés à la Couronne. Cette mesure favorisera la concurrence entre toutes les sociétés canadiennes et devrait finalement permettre au gouvernement fédéral d'atteindre plus facilement ses objectifs d'exploration et de développement sur les terres du Canada. Cette mesure, si elle s'ajoute aux nou-

positive impact on foreign investment in the industry, and on exploration and development activity on Canada Lands.

## CONCLUSION

Home endorses continued Canadianization of the petroleum industry, but we believe that the measures incorporated in the NEP to achieve this are leading to less than optimum industry activity and benefits to Canada.

The definition of Canadian ownership and control which determines the effectiveness of the NEP's Canadianization incentives, is particularly inappropriate and fails to recognize the substantial benefits to Canada offered by companies having a dominant foreign shareholder with the balance of their shares widely distributed. The definition of 'Canadian' should be broadened and standardized to further encourage such companies to become Canadian-owned and controlled and thus to qualify for ongoing Canadianization incentives.

PIP grant levels on Canada Lands could then be phased down to some degree without causing a drop in exploration activity since they would be made available to a much larger segment of the industry. In the provinces, PIP grants (APIP grants in Alberta) should be eliminated and the PGRT reduced accordingly. Further results-oriented royalty reductions or holidays should be implemented in place of such grants to stimulate activity and counter-balance ongoing PIP grants on Canada Lands.

A Canadian control requirements should be introduced on Canada Lands based on the broadened standards we have proposed. Extension of both the existing 50 per cent Canadian ownership requirements and the new Canadian control requirement to the exploration stage would provide added incentives for foreign-controlled companies to Canadianize.

Elimination of the Crown's 25 per cent retroactive back-in when combined with the introduction of broadened ownership and control standards, would restore investor confidence in the industry, stimulate increased activity on Canada Lands and move the industry at a responsible pace towards greater Canadian ownership and control.

veaux critères que nous avons proposés pour déterminer la participation et le contrôle candiens, devrait favoriser les investissements étrangers dans l'industrie ainsi que l'exploration et le développement sur les terres du Canada.

## CONCLUSION

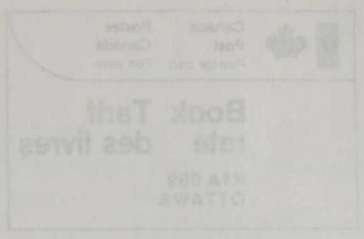
Home appuie l'objectif de la canadianisation de l'industrie pétrolière, mais estime que les mesures proposées dans le PEN pour atteindre ces objectifs sont nuisibles au Canada et à l'industrie.

La façon dont on détermine la participation et le contrôle canadiens dont dépend l'efficacité des mesures préconisées dans le PEN pour favoriser la canadianisation de l'industrie ne permet pas d'atteindre les objectifs visés et ne tient pas compte des avantages importants dont le Canada pourrait tirer des sociétés dont les actions sont détenues principalement par des intérêts étrangers tandis que le reste de leurs actions sont offertes sur le marché. Il conviendrait d'élargir et d'uniformiser la définition donnée aux termes «participation et contrôle canadiens» afin d'inciter ces sociétés à se canadianiser et à devenir ainsi admissibles aux subventions visant à stimuler la canadianisation.

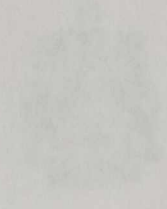
On pourrait alors réduire jusqu'à un certain point les subventions PEP accordées à l'égard des terres du Canada sans susciter une baisse des activités d'exploration étant donné qu'une partie beaucoup plus importante de l'industrie pourrait en profiter. Dans les provinces, les subventions PEP (subventions PEP supplémentaires en Alberta) devraient être supprimées et la TRPG, réduite en conséquence. Des baisses ou des suppressions temporaires des rendevances devraient aussi être adoptées en remplacement des ces subventions afin de stimuler les activités d'exploration et de compenser les subventions PEP accordées sur les terres du Canada.

Un critère de détermination du contrôle canadien, basé sur les normes élargies que nous avons proposées devrait s'appliquer aux terres du Canada, d'application du critère relatif au degré de participation canadienne de 50 p. 100 ainsi que du nouveau critère de contrôle proposé à l'étape de l'exploration devrait inciter des sociétés étrangères à se canadianiser.

La suppression de l'intérêt rétroactif de 25 p. 100 concédé à la Couronne ainsi que l'adoption de critères plus vastes permettant de déterminer la participation et le contrôle canadiens restaureraient la confiance des investisseurs dans l'industrie, stimuleraient l'activité d'exploration sur les terres du Canada et favoriseraient l'accroissement de la participation et du contrôle canadiens dans l'industrie.



Book Tariff
Tarif des livres



Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

*Proceedings of the Standing*
*Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

# L'Energie et des ressources naturelles

WITNESSES—TÉMOINS

From Shell Oil Company Limited:

Mr. R. F. (Dick) Haskayne, President and Chief Executive Officer;

Mr. Ron Watkins, Vice President, Government and Industry Relations.

De la Home Oil Company Limited:

M. R. F. (Dick) Haskayne, président et directeur général;

M. Ron Watkins, vice-président, Relations avec les gouvernements et les industries.

Tuesday, May 15, 1984

Issue No. 7

Sixth Proceedings on

The National Energy Program

WITNESSES:

(See back cover)

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From Home Oil Company Limited:*

Mr. R. F. (Dick) Haskayne, President and Chief Executive Officer;

Mr. Ron Watkins, Vice President, Government and Industry Relations.

*De la Home Oil Company Limited:*

M. R. F. (Dick) Haskayne, président et directeur général;

M. Ron Watkins, vice-président, Relations avec les gouvernements et les industries.

**Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

**En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Tuesday, May 15, 1984

Le mardi 15 mai 1984

**Issue No. 7**

**Fascicule nº 7**

**Sixth Proceedings on:**

**Sixième fascicule concernant:**

The National Energy Program

Le Programme énergétique national

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

36783—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 23, 1984:

"With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février 1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

TUESDAY, MAY 15, 1984
(10)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 9:03 a.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Hastings, Kelly, Le Moyne and Thériault. (5)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant—ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

*Witnesses:*

*From the Canada Oil and Gas Lands Administration:*

Mr. Maurice E. Taschereau, Administrator;

Mr. Maurice Ruel, Director-General, Environmental Protection Branch;

Mr. Rowland H. Harrison, Director-General, Land Management Branch;

Mr. Don L. Sherwin, Director-General, Resource Evaluation Branch;

Mr. George Davies, Acting Director-General, Canada Benefits Branch.

*From the Department of Energy, Mines and Resources,—Energy Policy Analysis Sector:*

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840515-01 On motion of the Honourable Senator Kelly, it was agreed,—That the following documents submitted to the Committee by the Canada Oil and Gas Lands Administration be appended to this day's proceedings: "Presentation to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources, May 15, 1984" (*See Appendix "ENR-7A"*) and "The Canada Oil and Gas Lands Administration" (*See Appendix "ENR-7B"*) be appended to this day's proceedings.

The witnesses made a statement and answered questions.

At 11:16 a.m., the Committee adjourned for a brief period.

## PROCÈS-VERBAL

LE MARDI 15 MAI 1984
(10)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 h 03 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Hastings, Kelly, Le Moyne et Thériault. (5)

*Présent mais ne faisant pas partie du Comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Aussi présents: De la Bibliothèque du Parlement, service de recherches, division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef; M^me^ Lynne C. Myers, et Philip DeMont, attachés de recherche—Également présent: M. Anthony Kaay, adjoint administratif du comité.

*Témoins:*

*De l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada:*

M. Maurice E. Taschereau, administrateur;

M. Maurice Ruel, directeur général, Protection de l'environnement;

M. Rowland H. Harrison, directeur général, Gestion des terres;

M. Don L. Sherwin, directeur général, Évaluation des ressources;

M. George Davies, directeur général intérimaire, Retombées canadiennes.

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources,—Analyse de la politique énergétique:*

M. Len Good, sous-ministre adjoint.

Le Comité reprend l'examen de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'y a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

RC840515-01 Sur motion de l'honorable sénateur Kelly, il est convenu,—Que les documents suivants présentés au Comité par l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada soient joints en appendice aux délibérations de ce jour: «Présentation au Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles le 15 mai 1984» (*voir l'Appendice «ENR-7A»*) et «l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada» (*voir Appendice «ENR-7B»*).

Les témoins font une déclaration et répondent ensuite aux questions.

A 11 h 16, le Comité suspend ses travaux pour une courte période:

TUESDAY, MAY 15, 1984
(11)

The Committee resumed its meeting at 11:19 a.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Witnesses:*

*From the Department of Energy, Mines and Resources,—Conservation and Non-Petroleum Sector:*

Dr. A. R. Hollbach, Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-Petroleum Sector;

Mr. A. E. LeNeveu, Director General, Coal and Alternative Energy Branch;

Mr. Charles Marriott, Director General, Energy Conservation and Oil Substitution;

Mr. R. Schulte, Senior Policy and Operations Coordinator.

*—Energy Policy Analysis Sector:*

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840515-02 On motion of the Honourable Senator Kirby, it was agreed,—That the following document submitted to the Committee by the Department of Energy, Mines and Resources, Conservation and Non-Petroleum Sector entitled: "Information Submitted to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources, April 11, 1984" be appended to this day's proceedings (*See Appendix "ENR-7C"*).

The witnesses made a statement and answered questions.

At 1:02 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

AFTERNOON SITTING
(12)

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources resumed its meeting at 4:11 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Hastings, Le Moyne, Molgat and Thériault. (5)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant ALSO Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

LE MARDI 15 MAI 1984
(11)

Le Comité reprend ses travaux à 11 h 19 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Témoins:*

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources—Économies d'énergie et substituts du pétrole:*

M. A. R. Hollbach, sous-ministre adjoint, Économies d'énergie et substituts du pétrole;

M. A. E. LeNeveu, directeur général, Direction du charbon et des énergies de remplacement;

M. Charles Marriott, directeur général, Économies d'énergie et substituts du pétrole;

M. R. Schulte, coordonnateur principal des politiques et des opérations.

*—Analyse de la politique énergétique:*

M. Len Good, sous-ministre adjoint.

Le Comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national y compris ses répercussions sur l'explication de l'énergie au Canada, comme l'en a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

RC840515-02 Sur motion de l'honorable sénateur Kirby, il est convenu,—Que le document suivant présenté au Comité par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Direction des économies d'énergie et substituts du pétrole, intitulé: «Information soumise au Comité permanent du Sénat sur l'énergie et les ressources naturelles, le 11 avril 1984» soit joint en appendice aux délibérations de ce jour (*voir l'Appendice «ENR-7C»*).

Les témoins font une déclaration et répondent ensuite aux questions.

A 13 h 02 le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

SÉANCE DE L'APRÈS-MIDI
(12)

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 11 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Hastings, Le Moyne, Molgat et Thériault. (5)

*Présent mais ne faisant pas partie du comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Aussi présents: De la Bibliothèque du Parlement, Direction de la recherche, Division des sciences et de la technologie:* Dean N. Clay, Chef; Lynne C. Myers, et Philip DeMont, attachés de recherche—Également présent: Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité.

*Witnesses:*

*From the Department of Energy, Mines and Resources:*

Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister;

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

The witnesses continued their testimony.

At 5:31 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

*Témoins:*

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*

M. Paul M. Tellier, sous-ministre;

M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Le comité reprend l'étude de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'en a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

Les témoins poursuivent leurs témoignages.

A 17 h 31, le comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Tuesday, May 15, 1984

[*Texte*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 9.00 a.m., to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, we have a quorum so I call the meeting to order. This morning we continue our inquiry into the National Energy Program. We are honoured to have with us one of the key players in respect to the administration of the National Energy Program, the officials of the Canada Oil and Gas Lands Administration led by the Administrator, Mr. Maurice E. Taschereau. We welcome you back, Mr. Taschereau. It is not the first time you have been before us. We always appreciate having you with us and sharing your knowledge. The last time you were with us you were in the process of birth pains, I suppose, of COGLA. You have now had two more years of administration, so we look forward to your evidence this morning in assisting the committee in its inquiry.

Before calling on Mr. Taschereau, may I have a motion to append the brief of the Canada Oil and Gas Lands Administration to today's proceedings?

**Senator Kelly:** I so move.

(*For text of briefs, see appendices, p.p. 7A:1, and 7A:15*)

**The Chairman:** We will now hear from Mr. Taschereau, the Administrator of the Canada Oil and Gas Lands Administration. Following his opening statement, he will be available for questioning. Mr. Taschereau, before you proceed, perhaps you could introduce those officials who are with you.

**Mr. Maurice Taschereau, Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration:** Thank you, Mr. Chairman. I would like to mention that we have the honour of having Al Cobb, our Director General from Newfoundland with us today. He just happens to be in town so I brought him along. He has the easy task in COGLA of handling our office in Newfoundland. At the table with me is Len Good from the Energy Policy Sector of EMR. If there are any energy policy questions, Mr. Good is here to help us out. Next to him on my left is George Davies who is the Acting Director General of the Canada Benefits Branch of COGLA. On my immediate left is Dr. Maurice J. Ruel who heads up the environmental area. I understand the Environmental Studies Revolving Fund received a certain amount of attention here and he is certainly prepared to address questions in that area. On my immediate right is Mr. Rowland J. Harrison, Director General of the Land Management area. This is the area that is the quasi-legal part of COGLA, for instance, involving peoples' rights out there, the negotiation of exploration agreements and so on. To his right is Mr. Don Sherwin, the geologist/geophysicist. If there is anything that you want to know about any hole that

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mardi 15 mai 1984

[*Traduction*]

Le comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 9 heures pour étudier tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous avons notre quorum et je déclare la séance ouverte. Nous poursuivons ce matin notre étude du Programme énergétique national. Nous avons l'honneur d'avoir parmi nous l'un des principaux responsables de l'administration du Programme énergétique national, les fonctionnaires de l'administration du pétrole et du gaz des terres du Canada avec à leur tête l'administrateur, M. Maurice E. Taschereau. Une fois de plus, je vous souhaite la bienvenue, monsieur Taschereau. Vous n'en êtes pas à votre première comparution devant nous. Nous avons toujours apprécié votre présence ici et votre grande compétence. La dernière fois, vous étiez, si je puis dire, dans les douleurs de l'enfantement de l'APGTC mais vous gérez cette administration depuis deux ans maintenant et nous avons donc hâte d'entendre votre témoignage qui va nous aider dans notre enquête.

Avant de céder la parole à M. Taschereau, pourrais-je obtenir une motion afin de joindre le mémoire de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada en appendice aux délibérations d'aujourd'hui?

**Le sénateur Kelly:** Je propose cette motion.

(*Voir le texte des mémoires en appendice pp. 7A:24 et 7A:40*)

**Le président:** Nous allons maintenant entendre le témoignage de M. Taschereau, administrateur de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Après sa déclaration préliminaire, il répondra aux questions. J'aimerais, monsieur Taschereau, que vous nous présentiez vos collaborateurs ici présents avant d'entammer votre exposé.

**M. Maurice Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada:** Merci, monsieur le président. Je voudrais vous signaler que nous avons l'honneur d'avoir aujourd'hui avec nous M. Al Cobb, notre directeur-général du district de Terre-Neuve. Il est de passage à Ottawa, et je l'ai donc invité à se joindre à nous. C'est le responsable du service de l'APGTC à Terre-Neuve. Je suis accompagné de M. Len Good, du service de l'analyse de la politique énergétique d'Énergie, Mines et Ressources. Si nous avons des questions concernant la politique énergétique, M. Good pourra nous éclairer. A côté de lui, voici M. George Davies, le directeur général intérimaire de la direction des retombées canadiennes à l'APGTC. Voici à ma gauche M. Maurice J. Ruel, qui dirige le service de l'environnement. Je sais qu'on a parlé ici du fonds renouvelable des études sur l'environnement et M. Ruel est prêt à répondre à vos questions dans ce domaine. A ma droite, voici M. Rowland J. Harrison, le directeur général du service de la gestion des terres. C'est pratiquement le service du contentieux de l'APGTC, qui s'occupe des droits de la population sur ces terres, de la négociation des accords d'exploration, et ainsi de suite. Vous voyez à sa droite M. Don Sherwin, géolo-

[*Text*]

has ever been drilled in the Canada Lands, Mr. Sherwin can tell you about it—at least what he is allowed to tell.

**The Chairman:** All 201 holes?

**Mr. Taschereau:** That is right. He knows them all.

Mr. Chairman, I thought it might be more appropriate if I did not have too much of an opening statement. Our brief is fairly short but concise. As you mentioned, we appeared before some of your members before. Our annual report came out a couple of months ago—I gather that is a record in government circles, for last year—and I presume it has been distributed to the committee members as well as to honourable senators. I also understand that Paul Tellier, the Deputy Minister of EMR, has appeared before you, and I have read some of the things he had to say. He has covered must of what COGLA does.

Mr. Chairman, I would prefer just to tell you that COGLA is mandated to administer the Canada Lands from an Oil and Gas perspective on behalf of the federal government. That is what we do and that is what our job is. Rathr than take time putting glowing words as to what we do, or try to explain what we do, it would be better to give you as much time as you wish to ask us questions. Having said that, I leave it up to you gentlemen to do so.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Taschereau. Before calling on Senator Kelly, I should like to ask the first question. Two of the objectives of the National Energy Program were self-sufficiency and Canadianization. There is almost general agreement amongst industry and the population as a whole that the objectives were very worthwhile. It is when you try to evaluate each of them or to segregate them that we seem to run into difficulty. I am going to ask you with respect to COGLA between Canadianization and self-sufficiency, which do you believe to be the more important objective of those two, and which of the two do you think is more attainable?

**Mr. Taschereau:** As to which is the more important, Mr. Chairman, it would not be up to me to try to philosophize on that. There is a strong thrust in the National Energy Program and in the guidance we get from our political masters in both areas. As to which is the more attainable, from the Canada Lands' point of view, Canadianization has been proceeding very quickly. A lot of that is driven by PIP, of course, but I think we have gone from something in the order of 30 per cent of the interests held by Canadian companies to 60 per cent in a matter of two or three years. That has been a very strong drive towards Canadianization, primarily driven by PIP, but also encouraged by the negotiating process for exploration agreements where we try to see that Canadian companies are given a chance to get in on the action.

Mr. Chairman, as far as self-sufficiency is concerned, there have been 20 or more significant discoveries on the Canada lands since the National Energy Program was brought in. None of those are commercial at this point in the game. As

[*Traduction*]

gue et géophysicien. M. Sherwin pourra vous dire tout ce que vous voulez savoir concernant tous les puits forés sur les terres du Canada, ou du moins il nous dira ce dont il est autorisé à parler.

**Le président:** Connaît-il les 201 puits forés?

**M. Taschereau:** Oui, il les connaît tous.

Monsieur le président, j'ai pensé qu'il serait préférable de renoncer à ma déclaration préliminaire. Notre mémoire est bref mais concis. Comme vous l'avez indiqué, nous avons déjà comparu devant certains des membres du comité. Notre rapport annuel a été publié il y a quelques mois, ce qui constitue un record dans l'administration fédérale pour l'année dernière, et je crois qu'il a été distribué aux membres du comité ainsi qu'aux honorables sénateurs. J'ai appris que le sous-ministre d'Énerige, Mines et Ressources, M. Paul Tellier, avait comparu devant vous et j'ai pris connaissance d'une partie de son témoignage. Il a décrit l'essentiel des activités de l'APGTC.

Monsieur le président, disons simplement que lAPGTC a pour mandat de gérer les terres du Canada en ce qui concerne leurs ressources en pétrole et en gaz au nom du gouvernement fédéral. Voilà ce que nous avons à faire. Au lieu d'essayer de vous expliquer avec des phrases ronflantes ce que nous faisons, il n'a semblé préférable de vous laisser davantage de temps pour nous poser des questions. Ceci dit, je vous cède la parole, messieurs.

**Le président:** Merci, monsieur Taschereau. Avant de passer la parole au sénateur Kelly, j'aimerais vous poser la première question. Le Programme énergétique national avait notamment pour objectifs l'autosuffisance et la canadianisation. On s'entend généralement dans le secteur pétrolier et dans la population canadienne pour reconnaître que ces objectifs étaient excellents. Pourtant, lorsqu'on entreprend de les séparer l'un de l'autre et de les évaluer, on se heurte à une difficulté. Je voudrais vous demander lequel de ces deux objectifs, à savoir la canadianisation et l'autosuffisance, vous semble le plus important et lequel des deux est le plus à notre portée.

**M. Taschereau:** En ce qui concerne l'objectif le plus important, je ne pense pas, monsieur le Président, qu'il m'appartienne de philosopher sur cette question. On remarque une tendance bien précise dans le Programme énergétique national et dans l'orientation qui nous est donnée par nos dirigeants politiques dans les deux secteurs. Quant à savoir quels objectifs sont réalisables, du point de vue des terres du Canada, on peut dire que la canadianisation a progressé très rapidement. Cette tendance est naturellement due en grande partie au PESP, mais je pense qu'en deux ou trois ans, la part de ce secteur détenue par des compagnies canadiennes est passée de 30 à 60 p. 100. Il s'agit donc d'une très forte tendance vers la canadianisation mais cette tendance est due principalement au PESP, et elle a été également favorisée par le processus de négociation pour accords d'exploration, à l'occasion duquel nous veillons à ce que les entreprises canadiennes aient une chance de participer aux activités.

Monsieur le président, en ce qui concerne l'autosuffisance, on a fait une bonne vingtaine de découvertes importantes sur les terres du Canada depuis l'applicaton du Programme énergétique national. Aucune de ces découvertes n'a encore atteint

[*Text*]

you know, the commercial deposits, Venture off Nova Scotia, and Hibernia off Newfoundland, were discovered in 1979, I believe, but there is a major thrust to explore the three most prospective areas in Canada Lands, the Beaufort, the Grand Banks and offshore Nova Scotia. The level of activity is quite high. Comparing the number of holes drilled in these areas to the number of holes drilled in major oil areas in the world, we still have a long way to go before we attain the number of holes that were drilled in the North Sea before they made a commercial discovery. I think we are well ahead of that. Our problem in the Canada Lands is that it is very costly to explore; so, if you look at it on a dollar basis where holes are averaging between $50 million and $100 million, depending on where you are, as compared to perhaps $10 million or less on land, you see the problem. We would expect major discoveries over the next couple of years, but that is doing a little bit of crystal ball gazing.

**The Chairman:** I will return to the point about Canadianization later, but Senator Kelly has some questions to ask.

**Senator Kelly:** Mr. Taschereau, I gather the granting of licences on Canada Lands is one of the principal activities of COGLA. You grant licences not just to Canadian companies but to other applicants. Once a licence is granted, and having in mind only the Canadian companies where PIP grants are involved, to what extent does the monitoring of your agency go in terms of the results that they are finding in drilling? We are looking at multi-billions of dollars through PIP going into this very costly exploration which you just described. Is there a responsibility on the part of the exploring company to report findings on a current basis so that the success ratio is something that you monitor?

**Mr. Taschereau:** Yes, absolutely. There are three aspects to monitoring exploration agreements. They are negotiated with the companies, which involves a certain level of activity, that is, the number of holes they drill in a certain period of time. That is monitored and if they do not carry out what they are supposed to, they basically lose their rights. The results of the drilling are monitored very closely. They are required under the act to submit daily results of everything that is going on from a technical and a geological point of view. By law, that information remains confidential for two years, and for five years in the case of seismic exploration. We are as informed as the company itself. The daily results come into Don Sherwin's shop. He interprets them and gets together with the company.

The other aspect of monitoring involves the whole area of Canada benefits. During the negotiation of an exploration agreement, a Canada benefits package is put together, and the company expresses its intention as to what it will do in Canada as far as employment, industrial benefits, research and

[*Traduction*]

le stade de l'exploitation commerciale. Comme vous le savez, les gisements Venture au large de la Nouvelle-Écosse et Hibernia, au large de Terre-Neuve, ont été découverts en 1979, je crois, mais on réalise actuellement de très importants travaux de prospection dans les trois secteurs les plus prometteurs des terres du Canada, à savoir le littoral de la mer de Beaufort, les Grands Bancs et au large de la Nouvelle-Écosse. Dans ces secteurs, l'activité est très intense. Si l'on compare le nombre de puits qui y sont forés au nombre des puits forés dans les grands bassins pétroliers du monde, nous sommes bien loin du nombre de puits forés, par exemple, en Mer du Nord avant les premières découvertes exploitables commercialement. Nous avons donc une avance considérable. Le problème qui se pose sur les terres du Canada, c'est que la prospection coûte très cher, puisque chaque forage coûte de 50 à 100 millions de dollars, selon l'endroit, alors qu'un forage ordinaire à terre coûte en moyenne 10 millions de dollars tout au plus. Nous devrions faire des découvertes importantes au cours des deux prochaines années, mais nous en sommes en quelque sorte à l'étape de la boule de cristal, pour ainsi dire.

**Le président:** Nous reviendrons tout à l'heure sur la canadianisation; le sénateur Kelly voudrait vous poser des questions.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur Taschereau, je crois savoir que l'octroi des permis d'exploration des terres du Canada constitue l'une des principales activités de l'APGTC. Vous accordez des permis non seulement aux compagnies canadiennes, mais également aux autres requérants. Une fois qu'un permis est accordé, et compte tenu du fait que les compagnies canadiennes sont les seules à bénéficier des subventions du PESP, quel contrôle exerce votre organisme sur les résultats des forages? Il est question de plusieurs milliards de dollars accordés par l'intermédiaire du PESP à ces activités très coûteuses de prospection, dont vous venez de parler. Les compagnies qui font de la prospection sont-elles tenues de faire état au jour le jour de leurs découvertes de façon que vous puissiez contrôler le taux de succès de leurs activités?

**M. Taschereau:** Oui, absolument. Les accords d'exploration comportent trois éléments de contrôle. Ils sont négociés avec les compagnies; chaque accord prévoit un certain niveau d'activité et précise notamment le nombre des forages à effectuer sur une certaine période. Naturellement, on effectue des contrôles et si ce nombre n'est pas respecté, la compagnie perd ses droits. Les résultats des forages sont contrôlés très étroitement. Les compagnies sont tenues, par la loi, de communiquer chaque jour tous leurs résultats en matière technique et géologique. La loi prévoit que les renseignements ainsi communiqués restent confidentiels pendant deux ans, et pendant cinq ans dans le cas de l'exploration sismique. Nous en savons donc autant que la compagnie elle-même. Les résultats quotidiens sont communiqués au service de Don Sherwin, qui les interprète et se met en rapport avec la compagnie.

L'autre aspect du contrôle concerne les retombées canadiennes. Lorsqu'on négocie un accord d'exploration, on pose un ensemble de conditions relatives aux retombées canadiennes et la compagnie exprime ses intentions quant à ce qu'elle va faire au Canada en ce qui concerne l'emploi, les retombées indus-

[*Text*]

development, and so on, are concerned. What they hope to do is spelled out in the exploration agreement. However, it is not a legal obligation; it is a moral obligation, if you like. That is monitored by George Davies' group.

To get back to your particular question, there are three aspects to how we monitor so that we know, on a day-to-day basis, exactly what is happening.

**Senator Kelly:** On the results, in terms of success versus failure, what do you do with the information? I am thinking of a situation where the company is granted a licence, is meeting its obligation from an activity standpoint in terms of drilling within the time frame established, but starts to develop a history of never discovering anything and is just drilling holes. At what point would you turn to the PIP people and remind them that 80 per cent of what the company is spending is being paid for by government and the company may be wasting the money? Do you do that kind of thing?

**Mr. Taschereau:** Not in that context. I think the worst thing that could happen would be a bunch of bureaucrats—even the best geologists in the world, such as Mr. Sherwin—telling the oil companies where they should be drilling and where they should not. Some companies are better at finding oil and gas than others, and we do not try to second-guess them on that. Some companies will go for a few years without success and, several years down the road, they will, all of a sudden, be the heroes. For example, the Hibernia field was discovered after two companies had drilled that area before Mobil took it over. Chevron and Mobil made the discovery, although everyone else takes the credit for it. Although we may philosophize about the concept, to advise PIP that one company is not as good at exploration as another is something we try to steer clear of.

**Senator Kelly:** There has been a suggestion that the PIP process encourages companies to explore in areas where they would not if they were financing it totally by themselves—the marginal areas. Because they are spending only 20 per cent of the total cost, they will explore more risky areas and will have a more-than-ordinary, strong siege of dry holes. Would you be alert to the companies who are, frankly, taking advantage of the PIP route?

**Mr. Taschereau:** Absolutely. In that context we do not see anything of a major nature happening.

There is another aspect of the National Energy Program which goes beyond self-sufficiency, and that is clearly spelled out: the "need to know". Under guidance from our political masters, our agency is also interested in the concept of exploring the Canada lands, not just the well-known areas such as Hibernia and the onshore Beaufort where discoveries have already been made. We insist that all the land held should be explored.

[*Traduction*]

trielles, la recherche et le développement, etc. Ces intentions sont énoncées dans l'accord d'exploration. Cependant, il ne s'agit pas d'une obligation légale, mais d'une obligation morale, si l'on veut. Cet élément des accords est contrôlé par le service de George Davies.

Pour en revenir précisément à votre question, il existe donc trois éléments de contrôle qui nous permettent de savoir exactement ce qui se passe au jour le jour.

**Le sénateur Kelly:** Quelles mesures prenez-vous en fonction de ces résultats, selon le taux d'échec ou de succès? Par exemple, qu'advient-il d'une compagnie qui obtient un permis, qui respecte ses obligations en forant suffisamment de puits dans les délais impartis mais qui passe son temps à forer des puits sans jamais rien découvrir? A partir de quel moment allez-vous faire remarquer aux responsables du PESP que 80 p. 100 des dépenses de cette compagnie sont prises en charge par le gouvernement et qu'elle gaspille de l'argent? Est-ce que vous faites des interventions de ce genre?

**M. Taschereau:** Non, pas dans ce contexte. Je pense que le pire qui puisse arriver, c'est que des bureaucrates, fussent-ils les meilleurs géologues du monde, comme M. Sherwin, se mettent à indiquer aux compagnies pétrolières où il faut forer et où il ne faut pas forer. Certaines compagnies ont plus de chance que d'autres pour trouver du pétrole et du gaz, mais nous ne voulons rien imposer aux compagnies dans ce domaine. Il arrive qu'une compagnie travaille pendant plusieurs années sans obtenir de résultat, et que finalement, elle découvre un énorme gisement. Par exemple, le gisement d'Hibernia a été découvert après que deux compagnies eurent effectué des forages dans ce secteur, avant sa prise en charge par Mobil. C'est à Chevron et à Mobil qu'on doit cette découverte, alors qu'elle est revendiquée par tous les autres. Nous avons peut-être tort, mais nous nous efforçons d'éviter de signaler aux responsables du PESP que les activités de prospection de telle compagnie sont moins fructueuses que celles de telle autre.

**Le sénateur Kelly:** On a avancé l'hypothèse selon laquelle principe du PESP incite des compagnies à prospecter dans des secteurs où elles ne s'aventureraient pas si elles devaient assurer intégralement leur financement, notamment dans les secteurs dits marginaux. Étant donné qu'elles n'assument que 20 p. 100 du coût total de leurs activités, elles prospectent dans des zones moins prometteuses, ce qui se traduit par un plus fort pourcentage de forages improductifs. Prêtez-vous une attention particulière aux compagnies qui, de toute évidence, profitent indument du PESP?

**M. Taschereau:** Absolument. Mais dans ce domaine, nous ne constatons pas d'abus graves.

Le Programme énergetique national comporte un autre aspect qui va au-delà de l'autosuffisance et qui est clairement énoncé; il s'agit de la nécessité de connaître nos ressources. Sur les conseils de ses responsables politiques, notre organisme s'intéresse au principe de l'exploration des terres du Canada, et non pas uniquement des secteurs bien connus comme Hibernia et les côtes de la mer de Beaufort, où l'on a déjà découvert du pétrole. Nous insistons beaucoup sur la nécessité d'explorer tout le territoire.

[*Text*]

After a hole is drilled and no discovery is made, people can always say that they knew it was a dumb place to drill, but that is how new fields are found. We do encourage wildcatting in the Canada lands.

At the expiration of this round of exploration agreements, something close to 50 per cent of the major structures that are known in the offshore will have been drilled. This will respond to the "need-to-know" concept. For instance, Petro-Canada took a good crack at the Labrador area. People can say now that it was a dumb thing to do because they did not find anything, but, before it was drilled, a lot of geologists were telling us that it would be a wise thing to do. The same thing happened in the Gulf and in Hudson Bay. Companies are looking at drilling there again.

Very few of the companies are 80 per cent PIP funded. Some are multinationals who are receiving only 25 per cent. They are not going to allow those who are financed to the tune of 80 per cent to carry on in an irresponsible manner. They come up with the best prospect to drill in that area. We are telling them, if they do not drill in that area, they should give the rights back to the Crown, and someone else will do it. In a sense, we are driving people to drill in other areas, but it comes under the concept of the need to know. To some degree, we are pushing that ourselves.

**Senator Kelly:** That is very impressive. I have one further question concerning your answer regarding the Canada benefits package. Do you have a list of criteria which must be included from the companies' end in such a negotiation?

**Mr. Taschereau:** Yes. This has been a developing scenario. Perhaps Mr. Davies can articulate on that.

**Mr. George Davies, Director General, Canada Benefits Branch, Cogla:** Three particular areas are covered in the Canada Benefits plan. These inlcude industrial benefits, employment benefits and socio-economic and regional benefits. That lays out the structure of the plan. The Act requires that companies provide a full and fair opportunity for Canadian firms to participate in the activities related to Canada lands on a competitive basis. Therefore, the industrial benefits section ofthe plan indicates the type of purchasing policies that the companies will follow. This corresponds very closely to the model that has been developed by the Canadian petroleum industry and the supplier associations, which has been enunciated in a document is now being discussed across Canada with suppliers.

The expenditures for activities are indicated, and companies indicate where they think they would be able to obtain those orders in Canada. This provides an opportunity for suppliers to understand the level of activity that will take place and what the opportunities for them might be. It enables them to get in

[*Traduction*]

Si l'on fore un puits et qu'on n'y découvre pas de pétrole, il se trouvera toujours des gens pour dire qu'à leur avis, c'était stupide de forer à cet endroit, mais c'est néanmoins de cette façon que l'on découvre des gisements. Nous sommes favorables à l'exploration systématique des terres du Canada.

A l'expiration de la phase actuelle des accords d'exploration, près de la moitié des grands travaux prévus en matière de forage au large des côtes auront été effectués. Ces travaux répondent à la nécessité de savoir ce que contiennent des secteurs comme les Grands Bancs. Par exemple, Petro Canada a entrepris des travaux importants dans le secteur du Labrador. On pourrait dire maintenant qu'on a eu tort d'entreprendre ces travaux, puisqu'on n'a rien trouvé, mais avant les forages, de nombreux géologues nous disaient que ce secteur était prometteur. Il s'est passé la même chose dans le Golfe et dans la Baie d'Hudson. Du reste, certaines compagnies envisagent d'y faire d'autres forages.

Il n'y a que très peu de companies qui soient financées à 80 p. 100 par le PESP. On trouve un certain nombre de multinationales qui ne reçoivent que 25 p. 100. On ne peut permettre aux companies financées à 80 p. 100 de gérer leurs activités de façon irresponsable. Leurs forages sont toujours entrepris avec de bonnes chances de succès. Nous leur signalons que si elles ne veulent pas forer dans tel secteur, elles devront restituer leurs droit à la Couronne, et une autre compagnie entreprendra les forages. En un sens, nous incitons les compagnies à forer dans d'autres secteurs, mais c'est parce que nous avons besoin de savoir ce qu'il en est. Dans une certaine mesure, nous favorisons nous-mêmes cette tendance.

**Le sénateur Kelly:** C'est très impressionnant. Je voudrais vous poser une autre question concernant votre réponse à propos des retombées canadiennes. Avez-vous une liste de critères auxquels les compagnies doivent se soumettre dans ces négociations?

**M. Taschereau:** Oui. Il y a eu sur ce point un scénario exclusif. Peut-être M. Davies pourrait-il vous donner des détails.

**M. George Davies, directeur général, Direction des retombées canadiennes, APGTC:** Le Programme des retombées canadiennes couvre trois secteurs particuliers. Il s'agit des retombées industrielles, de l'emploi et des avantages socio-économiques et régionaux. Ces trois domaines déterminent la structure du plan. La loi oblige les compagnies à donner aux entreprises canadiennes la possibilité de participer sur une base concurrentielle aux activités entreprises sur les terres du Canada. L'élément des retombées industrielles dans le plan détermine les politiques d'achat que doivent suivre les compagnies. En fait, ce modèle de politique est très proche de celui élaboré par l'industrie pétrolière canadienne et par les associations de fournisseurs, tel qu'il est exposé dans le document actuellement à l'étude auprès des fournisseurs de l'ensemble du Canada.

On m'indique les dépenses correspondant à chaque activité, et les compagnies doivent indiquer les fournisseurs canadiens susceptibles d'honorer ces commandes. De cette façon, les fournisseurs ont l'occasion de se faire une idée de l'ampleur des activités prévues et des perspectives qui leur sont ainsi offertes.

[*Text*]

touch with particular oil companies that are spending this money.

The industrial benefits section also includes an enunciation by the company of the types of research and development activity that will be taking place and provides for their commitments related to the transfer of operating know-how to the Canadian partners. This is a particular complement to the goal of Canadianization. A number of junior Canadian companies have a lot to learn from much more experienced, large corporations. Therefore, this is a particular aspect of that section.

The employment part of the Canada benefits plan indicates the total employment by year that the company is expected to generate, the employment policies the company will follow, and an indication of the expected rate of Canadianization of the work force. That is worked out with the company, in conjunction with our Engineering Branch as well as with the Department of Employment and Immigration, to ensure that the paramount objectives of safety and efficiency are not endangered in any way.

Finally, the socio-economic section deals, particularly in the north, with questions of regional sensitivity and the protection of the traditional way of life and traditional activities. It deals with the stimulation of local business that may occur as a result of particular initiatives undertaken by individual companies and the process of consultation that the company itself is expected to conduct over the life of its particular program. These plans cover the life of the exploration agreement itself. They are negotiated prior to the company undertaking activities on Canada lands. This gives the company a feeling of certainty—a firm expectation of what it is going to have to do or what it expected to do.

As Mr. Taschereau has indicated, it is not a legal document. It is a statement of intent. There are, in many cases, companies which will exceed that statement of intent. In many cases, for valid reasons, the companies may not be able to achieve those targets. These are essentially monitored on an annual basis. The company will submit an annual report to COGLA, and the company will also use that annual report in its community consultation program. In its annual report, it will also provide an update of the adjustments it sees that it will make in its program for the balance of the agreement.

**Senator Kelly:** I would like to refer to one other thing which you said in the beginning of your statement, Mr. Tashereau. I got the feeling that you were saying that the criteria were evolving and will change with time. Is this a decision that is made within COGLA? Perhaps I had better explain what I am leading up to. Having dealt in private sector with regulatory authorities, the one thing that is a constant worry is that the bureaucracy will keep changing the rules. It seems as though the bureaucrats will think of a new idea every day. You raised that fear in my mind when you said that the criteria were evolving.

[*Traduction*]

Ils peuvent ensuite prendre contract avec les compagnies pétrolières qui dépensent cet argent.

L'élément des retombées industrielles comprend également l'indication par chaque compagnie des activités de recherche et de développement qu'elle va entreprendre et l'oblige à s'engager à échanger les connaissances avec ses partenaires canadiens. Il s'agit également d'un complément par rapport à l'objectif de canadianisation. Les petites compagnies canadiennes ont souvent beaucoup à apprendre des grandes compagnies plus expérimentées. C'est pourquoi nous avons prévu cet élément.

Le secteur de l'emploi dans le Programme des retombées canadiennes concerne le total des emplois créés chaque année par chaque compagnie, ainsi que les politiques d'emploi suivies par les compagnies et le taux prévus de canadianisation de la main-d'œuvre. Nous négocions ces éléments avec la compagnie parallèlement à nos négociations sur le plan technique et en collaboration avec le ministère de l'Emploi et de l'immigration, mais sans jamais remettre en cause nos objectifs primordiaux de sécurité et d'efficacité.

Enfin notre partie socio-économique traite des problèmes particuliers des régions, notamment dans le Nord, et de la protection des cultures et des activités tradionnelles. Il s'agit de stimuler les activités locales que peuvent occasionner les travaux des compagnies; on s'intéresse aux consultations que la compagnie elle-même entend mener pendant toute la durée de ses activités. Ces programmes couvrent la durée de l'accord d'exploration proprement dit. Ils sont négociés avant que la compagnie ne débute ses activités sur les terres du Canada. On lui donne ainsi un cadre précis, et la compagnie sait exactement ce qu'elle aura à faire et ce qu'on attend d'elle.

Comme l'a indiqué M. Taschereau, il ne s'agit pas d'un document à valeur juridique. C'est une simple déclaration d'intentions. Il arrive assez souvent que les compagnies aillent au-delà de leur déclaration d'intentions. Il arrive également que pour différentes bonnes raisons, elles ne soient pas en mesure d'atteindre ces objectifs. Sur ce plan, on procède essentiellement à un contrôle annuel. La compagnie présente un rapport annuel à l'APGTC et elle utilise également ce rapport annuel dans son programme de consultations auprès de la collectivité. Ce rapport annuel effectue également une mise à jour des modifications que la compagnie entend apporter à son programme pour le reste de la durée de l'accord.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur Taschereau, j'aimerais revenir sur un autre élément que vous avez évoqué au début de votre déclaration. Il m'a semblé vous entendre dire que les critères étaient en évolution constante. S'agit-il d'une décision prise au sein de l'APGTC? Je vous explique ce à quoi je voudrais en venir. Dans le secteur privé, j'ai eu affaire à des autorités investies de pouvoirs de réglementation; j'ai donc fait l'expérience des problèmes que pose l'administration en changeant constamment la réglementation. On dirait que les fonctionnaires ont une nouvelle idée chaque jour. Vous avez réveillé cette préoccupation dans mon esprit lorsque vous avez parlé de l'évolution des critères.

[*Text*]

**Mr. Taschereau:** When I said that, senator, I had in mind that the Act states that the Canada Benefits plans, or what have you, must provide full and fair access to Canadians to the satisfaction of the minister. Now, what does that mean exactly? That was what COGLA was faced with. When I said that we are evolving, I meant that we, in consultation, at that time, with Mr. Lalonde and Mr. Munro, along with input from the Ministries of CEIC and DREE, came up with what we and they thought was reasonable. This, I think, the companies found somewhat excessive. As usual, the tendency is to get into things a little more deeply than you might need to, before the companies understand the rules of the game.

Therefore, when I say that it is evolving, I mean that it is evolving into what I would say is a much more acceptable sort of package to the companies. We are evolving along with the companies. As Mr. Davies has articulated, we specify the sort of information that we need and ask how they can best provide it to us so that we can satisfy our ministers that Canadians are being given full and fair access. How do we respond to that? I believe that it is evolving in a positive sense. I would hope that any industry witnesses that have appeared before this committee would confirm that.

We actually have with us a gentleman from Esso who was a former manager of their Cold Lake operation. He is involved in an executive interchange with us for a period of two years. He is helping Mr. Davies and his people to work out supplier development issues involving not only the Cold Lake and Canada lands but oil and gas activity thoughout Canada.

What we must do is put something in place which is acceptable to the companies out there, which minimizes the paperwork, yet which is a response to the clear desire of the minister in wanting to be sure that there is full and fair access. In my opinion, this process is evolving in a positive sense.

**Senator Kelly:** You are saying, then, that it is evolving in concert with the industry?

**Mr. Taschereau:** It is evolving in concert with the industry, yes.

**The Chairman:** Before I call upon Senator Kirby, I have a couple of supplementary questions. Mr. Taschereau, do we have, within COGLA, adequate professional services to evaluate the results of the drilling activity on Canada lands? Secondly, have the hundred-odd wells that have been drilled been fully analysed by the government's scientists and engineers? Thirdly, will the results of these analyses feed back into the program to influence how government support will be allocated in the future?

**Mr. Taschereau:** The answer to all three questions, Mr. Chairman, is yes. Mr. Sherwin has an extremely capable group. I believe that, on a previous occasion when I appeared before your committee, Mr. Chairman, I was asked about the sort of professional experience within COGLA. I think that

[*Traduction*]

**M. Taschereau:** Lorsque j'ai parlé de cela, sénateur, je pensais au fait que la loi stipule que le Programme des retombées canadiennes, pour ne parler que de lui, doit, à la satisfaction du ministre, donner leur chance aux compagnies canadiennes. Qu'est-ce que cela veut dire exactement? C'est la question que l'APGTC a dû résoudre. Lorsque j'ai parlé d'évolution, je voulais dire qu'en collaboration, à cette époque, avec M. Lalonde et M. Monroe, ainsi qu'avec l'avis des ministres de l'Emploi et de l'immigration et de l'Expansion économique régionale, nous sommes parvenus à une formule qui a été jugée raisonnable. Les compagnies pétrolières, quant à elles, l'ont jugée excessive. Comme d'habitude, avant que les compagnies comprennent la règle du jeu, on a tendance à approfondir les choses plus qu'il ne faudrait.

Par conséquent, lorsque je parle d'évolution, je veux dire qu'on évolue vers une formule plus acceptable pour les compagnies. Nous évoluons dans le même sens que les compagnies. Comme l'a indiqué M. Davies, nous précisons la nature des renseignements dont nous avons besoin et nous demandons aux compagnies de nous les fournir de façon à prouver à nos ministres que les chances des compagnies canadiennes sont respectées. Comment y parvenons-nous? Je pense que la situation évolue dans la bonne direction. Il me semble du reste que tous les témoins du secteur pétrolier qui ont comparu devant ce Comité auraient pu vous le confirmer.

Nous avons d'ailleurs avec nous un représentant de la compagnies Esso, ancien directeur de l'entreprise de Cold Lake. A la faveur d'un échange de personnel cadre, il est venu travailler avec nous pour une période de deux ans. Il aide M. Davies et son équipe à résoudre les problèmes de mise en valeur des fournisseurs concernant non seulement l'entreprise de Cold Lake et des terres du Canada, mais également les activités petrolières et gazières à travers le Canada.

Nous avons pour mission de mettre en place une structure qui soit acceptable par les compagnies, qui évite les lourdeurs administratives et qui réponde à la volonté du ministre de donner pleinement leur chance aux sociétés canadiennes. A mon avis, sur ce point, nous évoluons dans la bonne direction.

**Le sénateur Kelly:** Voulez-vous dire que vous évoluez dans la même direction que les compagnies pétrolières?

**M. Taschereau:** Oui, nous évoluons dans le même sens que les compagnies.

**Le président:** Avant de passer la parole au sénateur Kirby, je voudrais poser une ou deux questions supplémentaires. Monsieur Taschereau, avons-nous à notre disposition, au sein de l'APGTC, des services professionnels adéquats pour évaluer les résultats des activités de forage sur les terres du Canada? Deuxièmement, les quelque cent puits qui ont été forés ont-ils été parfaitement analysés par les scientifiques et les ingénieurs du gouvernement? Troisièmement, les résultats de ces analyses se réfleteront-ils dans les programmes et détermineront-ils la façon dont l'aide du gouvernement sera répartie à l'avenir?

**M. Taschereau:** Monsieur le président, la réponse à ces trois questions est affirmative. M. Sherwin est à la tête d'un groupe très compétent. Si je me souviens bien, à une autre occasion que j'avais eue de comparaître devant votre comité, on m'avait interrogé sur l'expérience professionnelle que possédaient les

[*Text*]

"professional" is a term meaning persons from private enterprise. Thinking that that question might be asked, I did a little investigating. In Mr. Sherwin's shop there are about 20 professionals, who are primarily here in Ottawa, Halifax and St. John's. Mr. Sherwin, himself, has had 16 years with Chevron. There is close to 100 years of private enterprise experience in Mr. Sherwin's group, so he does have a highly capable, highly skilled team. In terms of how this feeds into the future, perhaps Mr. Sherwin would like to respond.

**Mr. D. F. Sherwin, Director General, Resource Evaluation Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration:** Mr. Chairman, one of our primary functions is to analyse the data that results from drilling on the Canada Lands and to make recommendations as to where this is leading. We make five-year forecasts, not only as to the level of activity on the Canada Lands that we perceive through our discussions with industry and through work requirements and so forth, but what this activity is going to lead to in terms of discovery. Certainly, analysing the results is translated into recommendations on future policy decisions and on how the Canada Lands will be worked in the future.

**The Chairman:** With respect to where this is all leading—and you may wish to duck this question, Mr. Taschereau—do you think that, perhaps after the first round, it might not be a wise policy to direct the PIP program to those area offering the most beneficial results?

**Mr. Taschereau:** Mr. Chairman, we have a group working under Dr. Good's people. Mr. Gerry Penney, who heads up PIP and who is with us here today, works with those peole in terms of looking at the second round.

What do we do on the second round? We had a certain policy thrust in the first round of EA's which followed, primarily, the basic thrust of the National Energy Program; that is, the need to know, self-sufficiency, Canadianization and so on. We are looking at trying to articulate various scenarios for the second round. I do not think I could comment on how that would go. Whether we continue with the Canadianization thrust to the same degree as it existed in the past is clearly a political decision. The minister, or the government, can be extremely aggressive or less so in this area. Self-sufficiency, the "need-to-know" and other criteria can be fairly flexible under the Act. We look for guidance from our political masters on that question, so I do not think I could second-guess that. Perhaps Dr. Good would have additional comments.

**Dr. L. Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis sector, Department of Energy, Mines and Resources:** I think you are right. That takes us into a policy world that we shall be discussing with our minister as time progresses. The option you describe, senator, is one option, which is to direct it

[*Traduction*]

spécialistes de l'APGTC. Je crois que le mot "professionnel" renvoie à l'entreprise privée. Soupçonnant que cette question pouvait être posée, j'avais fait quelques recherches. Au service de M. Sherwin, il y avait quelque vingt professionnels, qui exerçaient leurs activités surtout à Ottawa, à Halifax et à Saint-Jean de Terre-Neuve. M. Sherwin lui-même avait été 16 ans au service de la société Chevron. Le nombre total d'années d'expérience des employés de M. Sherwin au sein de l'entreprise privée atteignant presque 100 ans, son équipe peut être considérée comme très compétente et professionnelle. Pour ce qui est de la façon dont nous envisageons l'avenir, M. Sherwin voudra sans doute répondre à cette question.

**M. D. F. Sherwin, directeur général, direction de l'évaluation des ressources, administration du pétrole et du gaz des terres du Canada:** Monsieur le président, l'une de nos fonctions premières est d'analyser les données qui résultent des forages sur les terres du Canada et de formuler des recommendations sur l'orientation à prendre. Nous établissons des prévisions quinquennales, non seulement en ce qui concerne le niveau d'activités sur les terres du Canada que nous percevons dans nos discussions avec le secteur pétrolier et dans le cadre de nos travaux, mais également sur les conséquences de ces activités sur les découvertes de gisements. Il est certain que les résultats de nos analyses sont traduits en recommandations de décisions futures en matière de politique pétrolière et sur la façon dont les terres du Canada seront exploitées dans l'avenir.

**Le président:** En ce qui a trait justement à cet avenir—vous pouvez ne pas répondre à cette question, monsieur Taschereau—ne croyez-vous pas qu'il serait sage, peut-être après la première série de lois énergétiques, d'axer le programme PESP sur les secteurs qui offrent les résultats les plus prometteurs?

**M. Taschereau:** Monsieur le président, nous avons une équipe qui travaille sous la direction des collaborateurs de M. Good. M. Gerry Penney, responsable du PESP, est avec nous ici aujourd'hui. Il travaille avec eux à l'élaboration de la deuxième série de lois énergétiques.

Que ferons-nous dans cette deuxième série? Dans la première, nous avions une certaine orientation politique qui découlait surtout de l'orientation fondamentale du Programme énergétique national, c'est-à-dire la nécessité de connaître le secteur pétrolier, d'acquérir l'autosuffisance, de canadianiser ce secteur, etc. Dans la deuxième série, nous essayerons d'acticuler divers scénarios. Je n'entrerai pas dans les détails ici. La poursuite de la politique de canadianisation avec la même ferveur que dans les années passées relève clairement d'une décision politique. Le ministre, ou le gouvernement, peut être très dynamique ou non dans ce domaine. La loi peut être passablement souple en ce qui concerne l'autosuffisance, la nécessité de connaître le secteur pétrolier et d'autres critères. Comme nous attendons des indications de nos dirigeants politiques sur cette question, je ne crois pas qu'il soit utile d'en dire plus. Peut-être M. Good aurait-il d'autres observations à ce sujet.

**M. L. Good, sous-ministre adjoint, secteur de l'Analyse de la politique énergétique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Je pense que vous avez raison. Cela nous amène dans le domaine des grandes orientations du gouvernement que nous débattrons avec notre ministre en temps voulu.

[*Text*]

to certain areas. Mr. Taschereau has already mentioned that that presupposes that we have as good or better idea as to where wells should be drilled, than perhaps the private sector has. Not everyone accepts that. The alternative scenario is that you do not direct drilling and that PIP regime remains relatively neutral, and that the choice of where to drill is ultimately left in the hands of the companies.

**Mr. Taschereau:** Mr. Chairman, I should like to add that there already is a significant degree of focusing activity right now on the most constructive prospective areas. There is no question that the big level of activity is in the venture area of Nova Scotia, in the Hibernia and Beaufort areas. The main level of activity, as you would expect, with the industry primarily choosing where it is going to drill, is in the most prospective areas. I believe there is a sort of feeling that everyone is drilling all over the place. If you take a good look at where the drilling is taking place, yes, people are wildcatting here and there; but the main focus of activity is unquestionably in the three most prospective areas of the Canada Lands. That is happening.

**The Chairman:** This committee will no doubt have something to say with respect to recommending future policy. I was trying to look to you for a little guidance. We will try to help you in the future.

**Senator Kirby:** Perhaps I might begin in picking up on a couple of comments that were made by Mr. Taschereau and his staff. The first deals with the question of the Canada Benefits program. As I understood the response—and I want to be clear about this—the agreements vis-à-vis Canada benefits are not legally binding documents. Essentially they are documents of good intentions?

**Mr. Taschereau:** That is right.

**Senator Kirby:** Mr. Taschereau made the comment that the conditions were at the discretion of the ministry. How do you go through the process of negotiating changes? You have an agreement and at the end of the year someone has fulfilled 10 per cent or 90 per cent of it. How do you go through the negotiating process of deciding what the new set of conditions will be? To put it more starkly, what is the cost to the company of, in a sense, abrogating an agreement that is not legally binding?

**Mr. Taschereau:** There are many powerful tools in the Canada Oil and Gas Act. The Canada benefits section is not legally binding for all sorts or reasons; GATT may be one of them. In other words, we have to be very careful about what we do with our trading partners, and so on. So they are not legally binding in that sense. Let us face it, most companies try to be good corporate citizens. Most of them really, in their hearts, think they are doing their best, and in most cases they are. But there are the bad actors, if I might call them that. They are bad actors in the sense of not realizing the way their companies tend to be structured, the way their companies happen to be run, the way they are run throughout the world. There are still very powerful tools. The company has to get a Drilling Program Approval from us, or they cannot drill out

[*Traduction*]

L'option que vous décrivez, sénateur, n'est qu'une option, une orientation. M. Taschereau a déjà mentionné que vous présupposez que nous avons une idée aussi bonne ou meilleure que le secteur privé sur les endroits où nous devrions forer des puits. Ce n'est pas tout le monde qui est d'accord. Le scénario de remplacement veut que vous ne dirigiez pas les forages, que le PESP demeure relativement neutre à cet égard et que le choix des lieux de forage repose en fin de compte entre les mains des compagnies.

**M. Taschereau:** Monsieur le président, je tiens à ajouter qu'il y a déjà une activité assez intense à l'heure actuelle dans les régions les plus prometteuses. Personne ne conteste que les plus gros projets sont ceux de la Nouvelle-Écosse, d'Hibernia et de la mer de Beaufort. Comme vous vous y attendriez, si c'est le secteur privé qui choisit d'abord les lieux de forage, le niveau le plus élevé d'activité se trouve dans les régions les plus prometteuses. On pourrait croire qu'il y a des forages partout, mais si vous examinez bien où il y en a, vous constaterez que, si c'est vrai qu'il y a des forages isolés par ci et par là, il est incontestable que le gros des activités se concentre dans les trois régions les plus prometteuses des terres du Canada. Voilà.

**Le président:** Le comité aura sans doute son mot à dire lorsqu'il s'agira de recommander une orientation future. J'essayais d'obtenir quelques indications de vous. Dorénavant, nous essaierons de vous aider.

**Le sénateur Kirby:** J'aimerais d'abord reprendre deux observations faites par M. Taschereau et son personnel. La première concerne la question du Programme des retombées canadiennes. De la façon dont j'ai compris la réponse (et je veux être clair là-dessus) les accords concernant les retombées canadiennes n'engagent pas légalement les entreprises. Il s'agit essentiellement de documents de bonnes intentions.

**M. Taschereau:** C'est exact.

**Le sénateur Kirby:** M. Taschereau a dit que les conditions étaient à la discrétion du ministère. Comment procédez-vous pour négocier des modifications? Supposons qu'un accord ait été réalisé à 10p. 100 ou à 90p. 100 à la fin de la période, comment engagez-vous le processus de négociations afin de décider quelles seront les nouvelles conditions? Pour parler plus clairement, qu'en coûte-t-il à une compagnie pour mettre fin, d'une certaine façon, à un accord non contraignant du point de vue juridique?

**M. Taschereau:** La Loi sur le pétrole et le gaz du Canada comporte de nombreux outils puissants. La partie qui porte sur les retombées pour le Canada n'est pas légalement contraignante pour toutes sortes de raisons. Le GATT peut être l'une d'elles. En d'autres mots, il faut ménager nos partenaires commerciaux. C'est pourquoi la partie qui porte sur les retombées pour le Canada n'est pas contraignante en ce sens. Soyons réalistes, la plupart des compagnies essayent d'être socialement irréprochables. La plupart croient réellement qu'elles font de leur mieux, et c'est vrai dans la majorité des cas. Il y a toutefois des mauvaises têtes, si je peux les appeler ainsi. C'est-à-dire celles qui ne comprennent pas la façon dont leurs compagnies doivent être structurées, dirigées, et se comporter dans le monde. Mais nous avons des outils très puissants pour faire

[*Text*]

there. They can have an exploration agreement, but if they do not get a Drilling Program Approval from us, they cannot drill. That is on the equipment they are going to use, the capability to work out there. They then have to get authority to drill a well. The specific well has to be authorized and approved.

These are fairly tough moral suasion things that go on during the life of an exploration agreement. Over and above that, if a company does not perform to what is an acceptable level of good Canadian corporate citizenship, I think it would be very concerned about getting any more rights out there. This is an ongoing world, and the future of an oil company is based really on it land position, its land holdings, its opportunity to explore. If a company does not perform in a pretty acceptable fashion, then when new land is put up for bids, you can imagine where they will be on the list. So there are some very powerful tools; that even though the benefits requirements are not legally binding, there are some powerful levers to see that companies do perform in an acceptable manner.

**Senator Kirby:** Has COGLA, in its history, every had to use any of those levers?

**Mr. Taschereau:** I guess the threat is there in an informal manner. We have not called them in and said "Hey, if you don't measure up, you are never going to get any more land in Canada", or something like that.

**Senator Kirby:** Or make them an offer that they can't refuse.

**Mr. Taschereau:** The underlying threat is there.

**Senator Kirby:** That leads me to ask a couple of questions about some of the specific conditions. I noticed in your brief that you had nice general statements on objectives. One dealt with the employment benefits question. What conditions if any, are attached to your benefit package relating to the nature of employment, first of Canadians in general, and then of Canadians living relatively near where the development is taking place?

**Mr. Taschereau:** I did not quite understand the question.

**Senator Kirby:** You had a statement to the effect that employment benefit commitments focused on the provision of job opportunities to qualified Canadians. My question is to what extent, when you are negotiating with a company on what its Canada benefits will be, do you attempt to get employment created in the region in which the development is taking place.

**Mr. Taschereau:** Off Nova Scotia, for instance, the first crack at the job goes to Nova Scotians; the second goes to other Canadians, and the third to non-Canadians. In the north, that is extremely important. The training programs for native peoples, for northerners in the north, the companies—they are primarily the big boys, such as the Essos, Domes and Gulfs—have specific programs to try to northern employment first, Canadian second, and then the outside third.

[*Traduction*]

face à la musique. Une compagnie doit faire approuver par nous son programme de forage, sinon pas question de faire des travaux. Elle peut signer un accord d'exploration, mais si son programme de forage n'est pas approuvé par nous, elle ne peut pas forer. Son matériel doit être approuvé, elle doit être en mesure de faire les forages. Elle doit obtenir la permission de forer un puits. Chacun d'entre eux doit être autorisé et approuvé.

En outre, si une compagnie ne se comporte pas de façon socialement irréprochable, dans une mesure acceptable, elle aura sans doute de petites difficultés à obtenir plus de droits. Ce secteur est en évolution constante, et l'avenir d'une société pétrolière dépend réellement de sa situation, de ses propriétés foncières, de ses possibilités d'exploration. Si son rendement n'est pas impeccable, on peut imaginer à quelle place elle figurera sur la liste d'admissibilité lorsque de nouvelles terres seront ouvertes à l'exploration. Par conséquent, même si nos exigences bénéficiaires ne sont pas contraignantes du point de vue juridique, nous disposons de leviers très puissants pour obliger les compagnies à se comporter d'une façon acceptable.

**Le sénateur Kirby:** Est-ce que l'APGTC a jamais eu à utiliser ces leviers?

**M. Taschereau:** Je pense que c'est plus subtil. Nous ne les avons jamais menacés par téléphone ou autrement.

**Le sénateur Kirby:** Ou fait une offre qu'ils ne pouvaient refuser.

**M. Taschereau:** Ils savent très bien à quoi s'en tenir.

**Le sénateur Kirby:** Cela m'amène à poser quelques questions sur certaines des conditions particulières. J'ai remarqué que votre mémoire comportait de belles déclarations générales concernant les objectifs. L'une d'entre elles trait à la question des retombées sur l'emploi. Quelles conditions, sont rattachées aux retombées concernant la nature de l'emploi, d'abord pour les Canadiens en général et ensuite pour nos concitoyens qui vivent relativement près des régions où ont lieu les forages?

**M. Taschereau:** Je ne comprends pas très bien la question.

**Le sénateur Kirby:** Vous avez déclaré que les engagements relatifs aux retombées sur l'emploi portaient surtout sur des perspectives d'emplois pour les Canadiens qualifiés. Ma question est celle-ci: dans quelle mesure, lorsque vous négociez les retombées pour le Canada avec une compagnie, essayez-vous de lui faire créer de l'emploi dans les régions où ont lieu les forages?

**M. Taschereau:** Au large de la Nouvelle-Écosse, par exemple, les emplois sont d'abord offerts aux citoyens de la Nouvelle-Écosse; puis aux autres Canadiens, et enfin aux non-Canadiens; dans le Nord, cette échelle de priorités est très importante. Pour les autochtones du Nord, par exemple, les sociétés—il s'agit surtout de grandes sociétés comme Esso, Dome et Gulf—ont des programmes précis de formation qui s'adressent aux autochtones d'abord, aux Canadiens ensuite et aux étrangers en dernier lieu.

[*Text*]

**Senator Kirby:** Perhaps this may be more appropriately addressed by one of your colleagues. To what extent are those provisions likely to be in conflict with the mobility rights section of the Constitution?

**Mr. Davies:** As Mr. Taschereau mentioned, it is a question of simply looking, from the point of view of concentric circles, increasingly further from the source of activity. Since many of the oil companies pay for transportation back to the home base, there is that incentive. It is not a question of discriminating against people from other parts of Canada, but a question of which Canada Employment Centre you go to first when you start your recruiting program. That is the way it has been working. There has been no requirement laid on a company by us that, say, BP must hire 65 Newfoundlanders of its 100-person program.

**Senator Kirby:** In your statement you said that you had not attempted to lay any such conditions on companies. Have either of the provincial governments in the east attempted to lay such conditions on the companies?

**Mr. Taschereau:** I have heard rumours of that sort of thing.

**Senator Kirby:** You do not know the position they have taken with the companies?

**Mr. Davies:** In the case of Nova Scotia, we have a joint agreement and they are at the table when we are discussing Canada benefits plans with companies. So the answer in the case of Nova Scotia is "No". In the case of Newfoundland, because there is not an agreement, in the past there have often been separate meetings between companies and the provincial government. It came out at the Ocean Ranger Inquiry that there were attempts or, perhaps, a bit more moral suasion on the part of the provincial government.

**Senator Kirby:** I had some experience with that problem. That leads to the question of whether or not the way in which you make decisions with regard to the industry has changed in any way as a result of the Supreme Court decision on offshore ownership?

**Mr. Taschereau:** There has been absolutely no change. We always assumed that we owned the rights there.

**Senator Kirby:** So as far as the Supreme Court decision is concerned, you have been operating as if you owned the land. What are the practical consequences from the point of view of either the pace of development or the nature of the conditions that are being attached? What are the practical differences on the east coast when you have a situation where one province has an agreement with the federal government and one does not?

**Mr. Taschereau:** I am sure that you all know that the agreement in Nova Scotia is close to being put to bed by the legal drafters and so on.

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Peut-être que l'un de vos collègues pourrait mieux répondre à cette question: dans quelle mesure ces dispositions risquent-elles d'entrer en conflit avec le droit à la mobilité prévu dans la Constitution?

**M. Davies:** Comme M. Taschereau l'a mentionné, il s'agit simplement de partir de la source d'activité et de rayonner de plus en plus loin, comme si l'on dessinait des cercles concentriques. En effet, puisque de nombreuses compagnies pétrolières paient le transport de leur personnel entre le site d'exploration et leur lieu de résidence, le stimulant est là. Il ne s'agit pas de faire de la discrimination contre les citoyens des autres parties du Canada, mais de savoir à quel Centre d'emploi du Canada vous vous adressez lorsque vous commencez votre programme de recrutement. Voilà comment nous avons procédé. Nous n'avons obligé aucune compagnie à se plier à nos exigences. BP par exemple, n'a pas été forcée d'engager 65 p. 100 de son personnel à Terre-Neuve même.

**Le sénateur Kirby:** Dans votre déclaration, vous avez dit que vous n'avez pas essayé d'imposer de pareilles conditions aux compagnies. Les gouvernements provinciaux des provinces de l'Est ont-elles essayé de le faire?

**M. Taschereau:** J'ai entendu des rumeurs à cet effet.

**Le sénateur Kirby:** Vous ne connaissez pas la position qu'ils ont adoptée avec les compagnies?

**M. Davies:** Dans le cas de la Nouvelle-Écosse, nous avons un accord conjoint avec cette province, et les représentants de celle-ci participent aux discussions lorsque nous négocions les retombées pour le Canada avec les compagnies. Par conséquent, la réponse est négative dans le cas de la Nouvelle-Écosse. Dans celui de Terre-neuve, étant donné qu'il n'existe pas d'accord, il y a souvent eu des réunions entre les compagnies et le gouvernement provincial. L'enquête sur l'*Ocean Ranger* a révélé qu'il y avait eu des tentatives en ce sens ou, peut-être, un peu plus de persuasion morale de la part du gouvernement provincial.

**Le sénateur Kirby:** J'ai connu un peu ce problème. Cela m'incite à vous poser la question suivante: la façon dont vous prenez vos décisions à l'égard de l'industrie a-t-elle été changée de quelque manière que ce soit à la suite de la décision de la Cour Suprême en ce qui concerne la propriété des ressources sous-marines?

**M. Taschereau:** Il n'y a eu absolument aucun changement. Nous avons toujours présumé qu'il s'agissait de nos droits.

**Le sénateur Kirby:** Par conséquent, dans la mesure où cela concerne la décision de la Cour Suprême, vous avez toujours fonctionné comme si vous étiez les propriétaires. Quelles en sont les conséquences pratiques du point de vue du rythme de développement ou de la nature des conditions qui y sont rattachées? Quelles sont les différences pratiques sur la côte est dans une situation où une province a conclue un accord avec le gouvernement fédéral et l'autre pas?

**M. Taschereau:** Je suis certain que vous savez tous que l'accord passé avec la Nouvelle-Écosse est sur le point d'être signé officiellement par les rédacteurs juridiques.

[*Text*]

**Senator Kirby:** The agreement in principle was tabled some months ago.

**Mr. Taschereau:** Almost two years ago. There are a couple of ways of looking at the question. As the federal body we administer these lands and we try to be as evenhanded as we can right across the board, whether it be in the north, Newfoundland or wherever. In other words, we try to introduce as many benefits in Newfoundland as we do in Nova Scotia. It is a lot easier to work in Nova Scotia because of the attitudes, the atmosphere and because there is a better industrial base there. The companies feel welcome there. At present there is a higher level of activity in Nova Scotia, which is probably due to the atmosphere. But as the federal body we try to operate in Newfoundland in the same way as we operate in Nova Scotia, except that we do not have the close rapport. Obviously, at the official level we have a closer rapport. Our technical people are working with their people and our geologists chat with their geologists but there is not the kind of political regime in place that makes it easier to operate. I am not sure whether I have answered your question.

**Senator Kirby:** No, you have not. Can I infer from what you have said that companies do not feel very welcome in Newfoundland?

**Mr. Taschereau:** They feel less welcome than they do in Nova Scotia.

**Senator Kirby:** From the point of view of getting a development started, what are the practical consequences of having an agreement in one place and not in another? If there are no practical consequences, I suppose one could ask why anybody would bother to get agreement. I presume that there are practical implications of having a federal-provincial agreement and practical implications of not having one. For example, are decisions made by you affecting where activity takes place off Sable Island versus Hibernia? Is it likely to affect what development takes place, where it proceeds, etc.? We have a situation where there seems to be federal-provincial disagreement and federal-provincial agreement. I am trying to understand whether or not there is any penalty to be paid or whether anybody anywhere is incurring any cost or benefit from either having agreement or not having agreement. If not, why are we worrying about it?

**Mr. Taschereau:** From a political thrust, and if we had our druthers, we would wipe out the provinces and run everything by ourselves because it would be a lot easier. However, that is not going to happen.

**Senator Kirby:** It probably would not be run as well, but you have not answered my question.

**Mr. Taschereau:** One of the greatest advantages of having an agreement with Nova Scotia is the atmosphere. Federal governments and provincial governments exist. We are working together and we have a clear regime without confusion, which affects the onshore socio-economic, industrial and employment benefits. The Nova Scotia government is working hard to optimize the onshore benefits of that offshore work. I

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** L'accord de principe a été conclu il y a plusieurs mois.

**M. Taschereau:** Presque deux ans. Il y a deux façons de voir la question. En tant qu'organisme fédéral, nous administrons ces terres et nous essayons d'être aussi équitables que possible, que nous traitions avec le Nord, avec Terre-Neuve ou avec quelque région que ce soit. En d'autres mots, nous essayons de faire en sorte que les retombées soient aussi importantes pour Terre-Neuve que pour la Nouvelle-Écosse. Il est beaucoup plus facile de travailler en Nouvelle-Écosse parce qu'on y trouve une meilleure atmosphère, des attitudes plus positives et une meilleure base industrielle. Là-bas, les compagnies se sentent les bienvenues. A l'heure actuelle, il y a beaucoup d'activités en Nouvelle-Écosse, ce qui est probablement attribuable à la bonne atmosphère qui y règne. Mais, en tant qu'organisme fédéral, nous essayons de faire la même chose à Terre-Neuve, sauf que nous n'avons pas ce rapport si étroit. Évidemment, nos rapports officiels sont plus étroits. Nos techniciens et nos géologues collaborent avec leurs homologues, mais le régime politique en place n'est pas des plus facile. Je ne suis pas certain d'avoir bien répondu à votre question.

**Le sénateur Kirby:** Non, en effet. M'est-il permis de déduire, d'après ce que vous avez dit, que les compagnies ne se sentent pas les bienvenues à Terre-Neuve?

**M. Taschereau:** Disons qu'elles se sentent moins les bienvenues qu'en Nouvelle-Écosse.

**Le sénateur Kirby:** Du point de vue du lancement d'un projet de développement, quelles sont les conséquences pratiques du fait d'avoir un accord dans une province et non dans l'autre. S'il n'y a pas de conséquences pratiques, je suppose qu'il faut se demander pourquoi s'embarrasser d'un accord. Je présume qu'il y a des conséquences pratiques au fait d'avoir un accord fédéral-provincial et d'autres conséquences pratiques à ne pas en avoir. Par exemple, les décisions que vous prenez influent-elles sur les activités qui ont lieu au large de l'Île de Sable par rapport à Hibernia? Sont-elles susceptibles d'influer sur le type de développement qui aura lieu, sur sa localisation, etc.? On dirait qu'il y a un désaccord fédéral-provincial d'une part et un accord fédéral-provincial d'autre part. J'essaie de comprendre s'il y a un coût, un avantage ou un inconvénient au fait d'avoir un accord ou de ne pas en avoir. Sinon, de quoi nous mêlons-nous?

**M. Taschereau:** Du point de vue politique et si nous avions le choix, nous laisserions tomber les provinces et nous nous occuperions nous-mêmes de tout parce que ce serait beaucoup plus facile. Toutefois, ce n'est pas ce qui est en train de se passer.

**Le sénateur Kirby:** L'entreprise ne serait probablement pas aussi bien dirigée, mais vous n'avez pas répondu à ma question.

**M. Taschereau:** L'un des grands avantages du fait d'avoir un accord avec la Nouvelle-Écosse est la question de l'atmosphère. Les gouvernements fédéral et provinciaux existent, et nous devons travailler ensemble. Nous devons avoir un régime de fonctionnement clair, précis, qui détermine les conditions socio-économiques et les retombées industrielles sur les emplois. Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse ne ménage

[*Text*]

guess they primarily look at the benefits to Nova Scotia but we rely on them to articulate the kinds of things that should be in the Canada Benefits packages and the kinds of things that can be put in place in Nova Scotia to support the offshore industry. As you can imagine, a lot of funding for those sorts of things will come from the federal purse. You also mentioned that none of this would be as well done without their input and there is no question about that.

**Senator Kirby:** Are you saying that you are not getting that input in Newfoundland?

**Mr. Taschereau:** We are to some degree at the official level but you have to pull it out. The input is not coming in a voluntary, open manner.

**Senator Kirby:** In the Newfoundland case is the co-operation coming via separate discussions between the provinces? That is, are you getting the same results by a different process?

**Mr. Taschereau:** No, you are not getting the same results. The results are not as good.

**Senator Kirby:** I notice that at the bottom of page 9 of your report you listed the Canadian content figures as 59 per cent overall, 73 per cent for the north, 50 per cent for Newfoundland and 48 per cent for Nova Scotia. Why are the figures for Canadian content 50 per cent higher in the north than in Nova Scotia and Newfoundland?

**Mr. Taschereau:** It is primarily because of the fact that the north is a Canadian operation. Dome, as you know, built its drill ships in Canada.

**Senator Kirby:** We are the original player.

**Mr. Taschereau:** Yes, and the equipment was built in Canada and moved up north. There are very few other places in the world where this kind of equipment can be used so it is more or less confined to Canada. You have the international players off the east coast. The North Sea developments are using the same kind of equipment that we are using off the east coast so you have an international market involved there. That is the primary difference.

**Senator Kirby:** So you are saying that aside from the capital equipment issue, the percentage figures are roughly equal when you talk about the content in terms of employment and so on?

**Mr. Taschereau:** Employment is fairly captive in the north in the sense that there is a Northern Alberta flow to the Beaufort. Off the east coast, however, rigs may come over from Norway or England. They will come over manned and then there is a slow process, over three, four or five years, to Canadianize, if the rig remains in Canada. In some cases they may come in and drill one hole and return.

**Senator Le Moyne:** Your mandate seems to be utterly separated from the world situation where explosive situations can

[*Traduction*]

pas ses efforts pour maximiser les avantages de ce projet. J'imagine qu'il s'intéresse surtout aux avantages pour la Nouvelle-Écosse mais nous comptons sur lui pour bien faire ressortir ce que devrait comprendre le Programme de retombées pour le Canada et ce qui peut être mis en place en Nouvelle-Écosse pour appuyer l'industrie des ressources sous-marines. Comme vous pouvez l'imaginer, une bonne partie du financement de ces projets viendra du trésor fédéral. Vous avez également mentionné qu'aucun d'eux ne pourrait être réalisé aussi bien sans la participation du gouvernement fédéral et je vous approuve entièrement.

**Le sénateur Kirby:** Êtes-vous en train de nous dire que vous n'obtenez pas cette collaboration de la part de Terre-Neuve?

**M. Taschereau:** Officiellement, nous l'avons jusqu'à un certain point mais il faut un peu lui forcer la main. Elle ne collabore pas volontiers.

**Le sénateur Kirby:** Dans le cas de Terre-Neuve, cette collaboration dépend-elle de discussions indépendantes entre les provinces? Obtenez-vous les mêmes résultats par un processus différent?

**M. Taschereau:** Non, nous n'obtenons pas les mêmes résultats. Les résultats ne sont pas aussi bons.

**Le sénateur Kirby:** Au bas de la page 9 de votre rapport, je note que vous avez établi le contenu canadien à 59 p. 100 pour l'ensemble du Canada, 73 p. 100 pour le Nord, 50 p. 100 pour Terre-Neuve et 48 p. 100 pour la Nouvelle-Écosse. Pourquoi les chiffres relatifs au contenu canadien sont-ils la moitié plus élevés dans le Nord qu'en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve?

**M. Taschereau:** C'est surtout parce que c'est une entreprise canadienne qui est établie dans le Nord. Comme vous le savez, la société Dome construit ses propres navires de forage au Canada.

**Le sénateur Kirby:** Nous sommes le premier intéressé.

**M. Taschereau:** Oui, et le matériel a été construit au Canada et monté au Nord. Il y a peu d'autres endroits au monde où ce matériel peut servir; c'est pourquoi il est plus ou moins confiné au Canada. Il y a des compagnies internationales au large de la côte est. Dans les projets de la Mer du Nord, ils utilisent le même matériel que nous au large de la côte est; donc, il y a un marché international à ce niveau. C'est la différence fondamentale.

**Le sénateur Kirby:** Ainsi, vous dites qu'à part les biens d'équipement, les pourcentages sont relativement égaux lorsque vous parlez du contenu en termes d'emplois?

**M. Taschereau:** Dans le Nord, l'emploi est plutôt captif au sens où ce sont surtout les habitants du Nord de l'Alberta qui vont travailler dans la mer de Beaufort. Toutefois, au large de la côte est, les plates-formes de forage peuvent venir de la Norvège ou de l'Angleterre; le personnel est fourni, et, si la plate-forme demeure au Canada, le processus de canadianisation est lent, au moins trois, quatre ou cinq ans. Dans certains cas, les sociétés peuvent venir, forer un trou, puis s'en retourner.

**Le sénateur Le Moyne:** Votre mandat semble ne pas du tout tenir compte de la situation mondiale et des situations explosi-

[*Text*]

arise. Do you not deal with the possibilities of crisis? Do you have an influence on the policies of the government and the orientation of corporations regarding what could happen?

**Mr. Taschereau:** Outside Canada?

**Senator Le Moyne:** Yes. Would it have consequences in Canada. Let us say there is another crisis in the Middle East.

**Mr. Taschereau:** Not from a COGLA perspective, but I know that Len Good From EMR addresses that issue from an overall energy point of view.

**Dr. Good:** We do worry about the kind of situation the senator just described but, as he pointed out, that has nothing to do with the question of Canada Lands management. If the senator would like, we can talk about it but it is, in a sense, a different topic that the one Mr. Taschereau is here to talk about.

**Senator Le Moyne:** I suppose that is why we have the impression that you are working utterly at peace?

**Mr. Taschereau:** We are.

**Dr. Good:** For the most part, your conclusion is correct, that Canada Lands management goes on independent of what is happening in the world now and perhaps over the next year or two. Fundamentally, if we were to see events changing in a dramatic fashion, then we would have the option, over some period of time, of altering our Canada Lands management in such a way as to increase the rate of production or the period of time at which we obtain production from the Canada Lands. This is something which is broadly within Mr. Taschereau's mandate to control, over a long period of time. However, I would suggest, and Mr. Taschereau may want to comment on this, that that is not the type of response which one envisages in response to very short term changes in the world environment.

**Senator Le Moyne:** You are not absent, then?

**Mr. Taschereau:** We are not absent, that is right.

**Senator Adams:** Mr. Chairman, in about 1980 when the committee began its discussions on this matter, we were taking about the price of a barrel of oil being $60 with respect to Canada Lands. Since exploration has been going on in the Beaufort Sea for perhaps three or four years, and since the government has been paying out PIP grants, is the percentage being paid to companies drilling increasing or decreasing with respect to Canada Lands?

**Mr. Taschereau:** Senator Adams, when Mr. Penny appears before the committee tomorrow he will certainly go into the details with respect to the PIP grants and so on. I can tell you that the largest percentage of PIP, if it is divided into areas, goes into the Beaufort/Mackenzie Valley area, for the good reason that that is the most expensive area in which to explore. Holes being drilled in the Beaufort Sea cost up to $100 million a piece.

[*Traduction*]

ves qui peuvent survenir. N'envisagez-vous pas la possibilité d'une crise? Avez-vous une influence sur la politique du gouvernement et l'orientation des sociétés devant ce qui pourrait arriver?

**M. Taschereau:** A l'extérieur du Canada?

**Le sénateur Le Moyne:** Oui, mais sur des événements qui pourraient avoir des conséquences au pays. Supposons qu'il y ait une autre crise au Moyen-Orient.

**M. Taschereau:** Pas au niveau de l'APGTG mais je sais que M. Len Good du ministère a examiné cette question du point de vue général de l'énergie.

**M. Good:** En effet, nous nous soucions beaucoup de la situations que le sénateur vient juste de décrire, mais, comme il l'a signalé, cela n'a rien à voir avec la question de la gestion des terres du Canada. Si le sénateur le souhaite, nous pourrions en parler, mais il s'agit, d'une certaine façon, d'un sujet déffirent de celui dont M. Taschereau nous entretient en ce moment.

**Le sénateur Le Moyne:** Je suppose que c'est la raison pour laquelle nous avons l'impression que nous travaillez dans la paix la plus totale?

**M. Taschereau:** C'est exact.

**M. Good:** Vos conclusions sont en grande partie exactes; la gestion des terres du Canada est indépendante de la situation mondiale actuelle, et ce peut-être pour un ou deux ans encore. Fondamentallement, s'il se produisait des événements qui apporteraient des changements consédérables, alors nous aurions le choix, au cours d'une certaine période, de modifier la gestion des terres du Canada de façon à augmenter le taux de production ou la période nécessaire pour assurer la production des terres du Canada. De façon générale, c'est l'un des aspects qui relèvent de M. Taschereau dans l'exercice de son mandat. Toutefois, je dirais, et M. Taschereau voudra peut-être faire des commentaires à ce sujet, que ce n'est pas la solution qu'on envisage face à des changements à très court terme dans le monde.

**Le sénateur Le Moyne:** Donc, vous n'êtes pas absent?

**M. Taschereau:** C'est exact.

**Le sénateur Adams:** Monsieur le président, aux environs de 1980, lorsque le Comité a commencé à discuter de cette question, on envisageait le prix du baril de pétrole de $60 en ce concerne les terres du Canada. Depuis que l'exploration a eu lieu dans la Mer de Beaufort, soit depuis trois ou quatre ans, et depuis que le gouvernement verse des subventions dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers, le pourcentage versé aux sociétés qui font le forage a-t-il augmenté ou diminué sur les terres du Canada?

**M. Taschereau:** Sénateur Adams, lorsque M. Penney comparaîtra devant le Comité demain, il parlera sûrement en détail des subventions dans le cadre du Programme d'encouragements pétroliers. Je peux vous dire que le pourcentage le plus élevé de ces subventions, si elles sont réparties par région, ira à la vallée Beaufort/Mackenzie, pour la simple raison que c'est la région où l'exploration coûte le plus cher. Le forage dans la mer de Beaufort coûte jusqu'à 100 millions de dollars le puits.

[*Text*]

With respect to what will happen in the future, my impression is that the level of activity in the Beaufort Sea is about the same now as it was two or three years ago. Mr. Sherwin will be able to correct me if I am wrong in this respect. The level of activity really has not changed very much. However, with respect to drilling off Newfoundland and Nova Scotia, the level of activity has increased. I would say that the activity with respect to the Beaufort has remained basically steady with respect to the number of holes drilled. That is not to say that the cost of drilling holes has not gone up. Various figures could very well show an increase or decline with respect to PIP—I really am not sure about that. However, the level of activity has remained at about the same level, for how many years would you say, Mr. Sherwin?

**Mr. Sherwin:** For the last five or six years, at least.

**Mr. Taschereau:** And do we see that continuing at about the same level?

**Mr. Sherwin:** Yes.

**Mr. Taschereau:** There seems to be some increase with respect to the Mackenzie Valley, since Esso is putting through the pipeline. This has triggered an increase in drilling activity in the Mackenzie Valley area. That is right, is it not, Mr. Sherwin?

**Mr. Sherwin:** Yes, that is correct. The number has risen from three last year to about 15 for this year.

**Mr. Taschereau:** Again, these holes are not expensive holes. What range are they in, Mr. Sherwin?

**Mr. Sherwin:** The cost ranges from $2 million to $5 million, on average.

**Mr. Taschereau:** There is quite a heightened increase with respect to the level of activity in the Mackenzie Valley. Perhaps in the Mackenzie Delta there has been a slight increase.

**The Chairman:** Do you attribute that increase to the extension of the Mackenzie Valley pipeline?

**Mr. Sherwin:** That is just one of three factors.

**The Chairman:** What is the most important factor?

**Mr. Sherwin:** One factor is with respect to the fact that work obligations have been imposed upon the lands. That is to say they have to drill to keep these lands over a period of four years. This has stimulated a great deal of drilling as these requirements are fulfilled. Another factor has to do with the opportunities provided by government grants to small companies allowing them to enter the field and drill relatively cheap holes on farm-outs.

**Senator Adams:** At the moment our dollar is only worth 77 cents American. Is it true that American companies can say that since they are an American company and the Canadian dollar is worth only 77 cents that they are only allowed a 25 per cent PIP grant?

[*Traduction*]

Quant à ce qui se produira à l'avenir, j'ai l'impression que le niveau d'activités dans la mer de Beaufort est à peu près le même actuellement qu'il l'était il y a deux ou trois ans. M. Sherwin pourra me corriger si je me trompe à ce sujet. En réalité, le niveau d'activités n'a pas beaucoup changé. Toutefois, en ce qui concerne le forage au large des côtes de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, le niveau d'activités a augmenté. Je dirais donc que les activités de forage dans la mer de Beaufort se sont maintenues à un niveau constant, ce qui ne veut pas dire que le coût du forage n'a pas augmenté. Donc, différents chiffres pourraient fort bien montrer une augmentation ou une diminution en ce qui concerne les subventions mais je n'en suis pas sûr. Cependant, le niveau d'activités est resté à peu près le même pendant combien d'années, diriez-vous, Monsieur Sherwin?

**M. Sherwin:** Pendant les cinq ou six dernières années, au moins.

**M. Taschereau:** Et voyez-vous ce niveau se maintenir?

**M. Sherwin:** Oui.

**M. Taschereau:** Il semble y avoir une certaine augmentation des activités de forage en ce qui concerne la vallée du Mackenzie, depuis que Esso construit le pipe-line, n'est-ce pas, Monsieur Sherwin?

**M. Sherwin:** Oui, c'est exact. Le nombre de puits est passé de 3 l'année dernière à environ 15 cette année.

**M. Taschereau:** Mais le forage de ces puits ne coûte pas cher. Quels en sont les coûts, monsieur Sherwin?

**M. Sherwin:** Les coûts sont de 2 à 5 millions, en moyenne.

**M. Taschereau:** Donc, il y a une augmentation assez considérable du niveau des activités dans la vallée du Mackenzie. Il y a peut-être eu aussi une légère augmentation dans le delta du Mackenzie.

**Le président:** Attribuez-vous cette augmentation au prolongement du pipe-line de la vallée du Mackenzie?

**M. Sherwin:** Ce n'est que l'un des trois facteurs en cause.

**Le président:** Quel est le plus important?

**M. Sherwin:** L'un des facteurs concerne le fait que l'on a imposé des travaux d'exploration sur ces terres, c'est-à-dire qu'il faut procéder au forage pour pouvoir garder ces terres pendant une période de quatre ans. Cette mesure a contribué grandement à encourager le forage. Un autre facteur concerne le fait que le gouvernement a accordé des subventions à de petites entreprises leur permettant ainsi de procéder à des travaux de forage sans trop de frais, grâce à l'amodiation.

**Le sénateur Adams:** Actuellement, notre dollar ne vaut que 77c. par rapport au dollar américain. Est-ce vrai que les sociétés américaines peuvent prétendre, qu'étant donné qu'elles sont américaines et que le dollar canadien ne vaut que 77c. elles ne reçoivent que 25 p. 100 des subventions du Programme d'encouragements pétroliers?

[*Text*]

**Mr. Taschereau:** No, that is not correct. PIP is paid on the Canadian dollar value; it has nothing to do with the exchange rate between the Canadian and American dollar. What I think happens, Mr. Chairman, is that the multinationals, which owned most of the rights in Canada Lands in the most prospective areas, only received 25 cents on the dollar whereas a Canadian company receives 80 cents. Of course, what happens in this instance is that the multinational farms out its interest to a Canadian company, whether Dome, Petro-Canada, Husky, or in the case of the Mackenzie Delta, Home Oil. The multinational is having its total exploration program paid for by the Canadian company for the right to farm-in. The Canadian company receives 80 per cent PIP on whatever it costs to explore. In a sense, the multinational receives a free ride but loses 50 per cent of its interest to the Canadian company. When you cut right through it, it is really not a bad deal for the multinational. We do not hear any criticism of that aspect. They would prefer to see it the same for everyone, there is no question about that. Thus, PIP is Canadianizing the holdings out in the fields at a very fast rate and the multinationals are receiving not too bad a deal.

**Senator Adams:** Mr. Chairman, a few minutes ago Senator Kirby was speaking about employment opportunities. During the course of this committee's hearings, we have not had the opportunity to speak to everyone. I know that it takes an apprentice at lease three or four years to get his journeyman's papers. I know that Panarctic has been drilling in the north for over ten years and Dome has been conducting its activities for five or six years in the Beaufort Sea. I cannot tell you what percentage of local people have received any benefits from these oil companies working in the area, although I know they have received some. When we get into offshore drilling more experienced people are needed on the drill site. I do not think many native people work on the offshore rigs. I think some have been working on the land and performing contract work for a few of the oil companies. I believe Dome has helped out in this respect in some communities, especially Tuktoyaktuk. What I am concerned about is the training of local people in small communities up in the high Arctic. I know that Petro-Canada is concerned with respect to the training of local people. I was wondering whether you gentlemen had anything more to say about this subject.

**Mr. Taschereau:** There is no doubt that in the Mackenzie Delta-Beaufort Sea area a great deal of progress has been made. I do not profess to be an expert on this subject by any means. Mr. Davies could give us some detail with respect to what is going on. However, I am sure you are aware of a great many of the projects, Senator Adams. When we speak about the high Arctic, north of Lancaster Sound, that is, north of the Northwest Passage or whatever it is called, Panarctic is the operator up there. Panarctic has 20 or 22 agreements covering the most prospective lands in that whole vast area. Mr. Davies, are you familiar with the Canada Benefits Package that

[*Traduction*]

**M. Taschereau:**Non, ce n'est pas exact. Les subventions sont versées compte tenu de la valeur du dollar canadien; ceci n'a rien à voir avec les cours du change des dollars canadien et américain. Mais je pense, monsieur le président, que les multinationales qui détiennent la plupart des droits sur les terres du Canada dans les régions les plus prometteuses, ne reçoivent que 25 cents le dollar tandis que les sociétés canadiennes reçoivent 80 cents. Évidemment, ce qui se produit dans ce cas c'est que la multinationale confie ses intérêts à une société canadienne, que ce soit Dome, Petro-Canada, Husky, ou dans le cas du delta du Mackenzie, Home Oil. La multinationale se fait ainsi rembourser le montant total des frais de son programme d'exploration par la société canadienne à qui elle a accordé une sous-traitance. Le société canadienne reçoit des subventions équivalant à 80 p. 100 des coûts d'exploration, quels qu'ils soient. Dans un sens, la multinationale en profite, mais elle perd 50 p. 100 de ses intérêts à la société canadienne. Lorsque l'on examine la situation de près, on se rend compte qu'en réalité ce n'est pas une mauvaise affaire pour la multinationale. Personne n'a encore critiqué cet aspect. Je crois que l'on préférerait que ce soit la même chose pour tous, il n'y a aucun doute à ce sujet. Donc, le Programme d'encouragements pétroliers contribue à canadianiser l'exploration pétrolière à un rythme très rapide et ce n'est pas une mauvaise affaire pour les multinationales.

**Le sénateur Adams:** Monsieur le président, il y a quelques minutes, le sénateur Kirby a parlé des perspectives d'emploi. Au cours des audiences tenues par le présent comité, nous n'avons pas eu l'occasion d'entendre tout le monde. Je sais qu'il faut à un apprenti au moins trois ou quatre ans pour être promu compagnon. Je sais aussi que Panarctic procède au forage dans le nord depuis plus de dix ans et que Dome a des activités dans la Mer de Beaufort depuis cinq ou six ans. Je ne pourrais pas vous dire quel est le pourcentage de la population locale qui a bénéficié des travaux effectués par les sociétés dans la région, même si je le sais que certains en ont profité. Pour le forage au large des côtes, les travailleurs doivent avoir plus d'expérience. Je ne crois pas que bien des autochtones travaillent sur les plates-formes de forage au large des côtes. Je crois qu'il y en a certains qui ont travaillé à contrat sur la terre ferme pour quelques-unes des sociétés pétrolières. Je sais que Dome a aidé certaines collectivités à cet égard, particulièrement Tuktoyaktuk. Mais ce dont je veux parler, c'est la formation de la population locale dans les petites collectivités de l'Arctique supérieure. Je sais que Petro-Canada s'intéresse à la formation de la population locale. Je me demande si vous, messieurs, pourriez m'en dire davantage à ce sujet.

**M. Taschereau:** Il n'y a aucun doute que dans la région du Delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, de grands progrès ont été accomplis. Je ne prétends pas être un spécialiste de la question. Toutefois, je suis sûr que M. Davies pourrait nous donner certains détails à ce sujet. Mais je sais que vous êtes au courant d'un grand nombre de projets en cours, sénateur Adams. Lorsque nous parlons de l'Arctique supérieure, au nord du Détroit de Lancaster, c'est-à-dire au nord du passage du nord-ouest, c'est là où se trouve l'exploitation de Panarctic. Elle a environ 20 accords couvrant les terres les plus prometteuses de toute cette vaste région. Monsieur Davies, êtes-vous

[*Text*]

Panarctic have? Do they have training programs and efforts to involve the communities there? I understand there are four communities that are close by.

**Senator Adams:** Yes, Pond Inlet, Resolute, Arctic Bay and Grise Fjord.

**Mr. Davies:** I do not have the specific figures in front of me. However, Panarctic is undertaking a number of initiatives that, in broad terms, could be described as quite progressive from the point of view of employment. They have committed themselves to approximately half a dozen apprenticeships. Approximately a year ago, they instituted a very active program related to heavy machinery operation whereby they sent a number of their Inuit staff down to a training program in the southern Northwest Territories. They are one of the few companies that have made specific targets for employment of these native people. If one looks at the details of their plan, you will see that, although the total work force is phasing down towards the end of the exploration of their agreements, they are protecting the jobs of northern native people.

They feel that they could do more, but one of the main problems that they have identified is with the formal education requirements of the apprenticeship program. They have had discussions with the government of the Northwest Territories in attempting to locate an adult educator in these territories to overcome that particular problem.

The other constraint that they feel is that there is uncertainty surrounding their particular program, and therefore they do not want to raise expectations in a way that would create further problems in the long run. That is a question that they have addressed to the communities. Principally, I deal directly with the company and, therefore, perhaps I have more of a company perspective, but looking at all employment plans from all companies, I would have to say that, on the surface, Panarctic's is one of the best.

**Mr. Taschereau:** Perhaps I could add, Mr. Chairman, that it is very important when you make comparisons as to what is going on in the Canada lands as opposed to in Alberta or the North Sea or other places in the world. We are still basically in the exploration mode—and Mr. Davies mentioned this as far as the Arctic is concerned. It is very difficult for companies to lay down long-term plans. Once they get into the production mode, then they can start addressing long-term issues in terms of 15 or 20 years. However, exploration comes and goes. They are here today and gone tomorrow. In the Canada Lands, it is over a three or four year period, so that some of these issues on Canada benefits, employment, building up an industry, say, to supply certain things to the offshore, that is very difficult to do in the exploration mode. It is very difficult for companies to commit themselves for more than two or three years, which does not really give you enough time to get the basics into place. You find that, after the first two or three years, you have a further two or three year program, as has been happening in the Beaufort. Therefore, it is very difficult to address these questions in the long term.

[*Traduction*]

au courant des plans de retombées canadiennes de Panarctic? Cette société prévoit-elle des programmes de formation et a-t-elle l'intention d'y faire participer les collectivités dans cette région? Je sais qu'il y a quatre collectivités dans le voisinage.

**Le sénateur Adams:** Oui, Pond Inlet, Resolute, Arctic Bay et Grise Fiord.

**M. Davies:** Je n'ai pas ici de chiffres précis. Toutefois, Panarctic entreprend en fait certaines initiatives que l'on pourrait en termes généraux décrire comme très progressistes en ce qui concerne l'emploi. La société a pris des engagements à l'égard d'environ une demi-douzaine d'apprentis. Il y a environ un an elle a mis sur pied un excellent programme pour l'opération de la machinerie lourde et a envoyé un certain nombre de ses employés inuits suivre un programme de formation dans la région Sud des Territoires du Nord-Ouest. Cette société est en fait l'une des seules qui a des objectifs précis en ce qui concerne l'emploi des autochtones et si l'on étudie en détails ses plans, on se rend compte que même si le nombre total de ses effectifs diminue vers la fin de ses accords d'exploration, elle tend a protéger les emplois des autochtones.

La société voudrait faire davantage, mais l'un des principaux problèmes auxquels elle a fait face concerne les exigences du programme d'apprentissage. La société a eu certaines discussions avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour tenter de trouver un enseignant adulte dans ces territoires afin de surmonter ce problème particulier.

L'autre contrainte auquelle la compagnie doit faire face est l'incertitude concernant son programme particulier, et par conséquent elle ne veut pas créer des attentes qui pourraient entraîner d'autres problèmes à la longue. C'est l'une des questions dont elle a discuté avec les collectivités. Je traite surtout avec la société, et j'ai peut-être pour cette raison un point de vue axé davantage sur elle, mais si l'on examine les programmes d'emploi de toutes les sociétés, il semble que, du moins à première vue, Panarctic soit l'une des meilleures.

**M. Taschereau:** Peut-être pourrais-je ajouter monsieur le président, qu'il est très important, lorsqu'on fait des comparaisons des activités qui ont lieu sur les terres du Canada par rapport à celles qui ont lieu en Alberta ou dans la mer du Nord ou ailleurs dans le monde, de tenir compte du fait que nous en sommes encore à la phase d'exploration et M. Davies l'a mentionné en ce qui concerne l'Arctique. Il est très difficile pour les sociétés de faire des plans à long terme. Une fois qu'elles sont engagées dans la production, elles peuvent alors commencer à en faire à long terme, soit pour 15 ou 20 ans. Toutefois, quand il s'agit des travaux d'exploration, il y a un va et vient. Elles sont ici aujourd'hui et elles seront parties demain. Sur les terres du Canada, l'exploration a lieu pendant une période de trois ou quatre ans, donc certains des plans de retombées canadiennes, comme l'emploi, l'aménagement d'une industrie, disons, pour desservir certains travaux de forage au large des côtes, sont très difficiles à mettre en œuvre à l'étape de l'exploration. Il est très difficile pour les sociétés de s'engager pour plus de deux ou trois ans, ce qui en réalité ne leur donne pas suffisamment de temps pour mettre un programme en place, même si l'on se rend compte après les deux ou trois premières années que les activités continueront encore pendant deux ou

[*Text*]

**Senator Adams:** I have talked to a few people who worked for the oil companies, and now they are on strike; a strike which was pushed by people from the south. Inuit tradesmen work for the company. They work alongside these people from the south who belong to unions and there is this feeling among some of these union people that perhaps there should be a limit on what the local people should learn or do; to keep them down, so to speak. I was wondering if the government was able to control the type of union people that are working in the north. I think it is very difficult for a local man, an apprentice. He knows that he works for the company and then these union people come in and say, "You will only work so many hours and get so much overtime, et cetera," and things like that. I wonder if this can be controlled in any way?

**Mr. Taschereau:** Mr. Chairman, there are some issues here. One of those issues is that, as far as I am aware, there is no major unionization in the exploration phase. I could be wrong on that, but I do not think that an individual being union or non-union affects hiring in the exploration phase to any great degree. Where it comes in is when you get into the construction phase of a development project, such as the Esso project or the pipeline projet from Norman Wells to Zama. However, I am really not up to date on how serious a problem that is.

There is another problem that enters into it, and here I am thinking of the east coast, for instance, where you might get a fully trained Norwegian crew who are highly skilled on the marine aspects of primarily semi-submersibles. When you ask that Norwegian crew to train Canadians to take their place in two or three years, it is very difficult for them to do that with good grace, since they know they are training the Canadians to take their jobs away. That is a very real problem that the oil companies have, and we rely a lot on CEIC and people such as that to attempt to do it in as humane a manner as possible, but it is difficult.

Mr. Davies, coming back to the specific question of union versus non-union, do you have any comment on that? I am not really conversant with it.

**Mr. Davies:** In the north in particular, there is a high degree of unionization compared to the east coast. I would have to say that that is an issue that the companies, together with the native groups, have gone to several of the unions to discuss. I believe that, in many instances, there have been provisions worked out to waive the union hiring call requirements, which essentially meant that Alberta workers were going straight up into the north, or that seafarers were coming in from Vancouver and going up into the Beaufort. I understand that that has been worked out on a case-by-case basis.

I have to say that, if one looks at native employment programs in resource industries across Canada, probably the most successful of those would be found in northern Saskatchewan.

[*Traduction*]

trois ans, comme cela s'est produit dans la mer de Beaufort. Donc, il est très difficile de planifier à long terme.

**Le sénateur Adams:** J'ai parlé à quelques employés locaux qui ont travaillé pour les sociétés pétrolières et maintenant ils sont en grève, et celle-ci a été encouragée par ceux qui viennent du Sud. Les ouvriers inuits travaillent avec d'autres du Sud qui font partie de syndicats et parmi ceux-ci il y en a certains qui pensent que peut-être il devrait y avoir une limite à ce que peuvent apprendre ou faire les employés locaux; et les garder ainsi dans des emplois inférieurs. Je me demande si le gouvernement a réussi à contrôler ces syndicalistes qui travaillent dans le Nord. Je crois que la situation est très difficile pour un employé local, un apprenti. Il sait qu'il travaille pour la société et alors les syndicalistes viennent et disent: «Vous allez travailler seulement un certain nombre d'heures et obtenir tant pour les heures supplémentaires, etc., et des choses de ce genre.» Je me demande s'il y a des moyens de contrôler cette situation.

**M. Taschereau:** Monsieur le Président, il y a plusieurs questions en jeu ici. Autant que je sache, il n'y a pas de problèmes importants en ce qui concerne la syndicalisation des employés à la phase de l'exploration. Toutefois, je pourrais me tromper, mais je ne crois pas que le fait qu'un ouvrier soit syndiqué ou non puisse avoir de l'importance sur les emplois à la phase de l'exploration. Là où cela devient important, c'est lorsqu'on arrive au stade de la construction du projet d'exploitation, comme le projet d'Esso ou la construction du pipe-line de Norman Wells à Zama. Toutefois, je ne suis pas très à jour et je ne sais pas dans quelle mesure ce problème peut avoir de l'importance.

Il y a un autre problème dont il faut tenir compte, et ici je pense à la côte Est où, par exemple, il pourrait y avoir une équipe de Norvégiens très compétents en ce qui concerne les semi-submersibles. Si vous demandez à cette équipe de norvégiens de former les Canadiens en vue de prendre leur place dans deux ou trois ans, il leur est très difficile de le faire de bonne grâce, étant donné qu'ils savent très bien qu'ils forment des Canadiens pour prendre leurs emplois. C'est un vrai problème pour les sociétés pétrolières, et nous comptons beaucoup sur la CEIC et d'autres pour agir de la façon la plus humaine possible, mais c'est difficile.

Monsieur Davies, pour revenir à la question des syndiqués et des non-syndiqué, avez-vous des commentaires à ce sujet? En réalité, je ne suis pas très au courant de ces questions.

**M. Davies:** Dans le Nord en particulier, le syndicalisme est très développé par rapport à la côte Est. Je devrais ajouter que c'est un problème que les sociétés, ainsi que les groupes d'autochtones, ont discuté avec bon nombre de syndicats. Je suis d'avis que, dans bien des cas, on a prévu des dispositions afin de ne pas insister pour qu'un employé soit syndiqué, ce qui essentiellement signifie que les travailleurs de l'Alberta pouvaient aller travailler directement dans le Nord, ou que les marins qui venaient de Vancouver pouvaient aller travailler dans la mer de Beaufort. Si je comprends bien, ces questions ont été réglées cas par cas.

Je dois ajouter que, si l'on examinait les programmes d'emplois à l'intention des autochtones dans les industries des ressources au Canada, celui qui remporterait le plus de succès

[*Text*]

There, an all-trades agreement was worked out between the provincial government, the unions and the northern Saskatchewan native and Metis associations which resulted in very high levels of native employment. As Mr. Taschereau has said, as we move into the development phase in the north, although from a Canada Benefits point of view we are not overseeing Norman Wells *per se*, I think you will see elements of that in the Norman Wells construction program at the present time. Therefore, there are ways of overcoming these problems. There are potential barriers; they do require working out. The companies are committed to native employment, and we have seen several examples where these solutions have been worked out satisfactorily.

**Mr. Taschereau:** What we are really saying is that we are working on the problem.

**Senator Kirby:** On a couple of occasions, Mr. Taschereau used a very interesting phrase and perhaps he could supply some statistics on his assessment of the situation. Mr. Taschereau, you said at least twice that the multi-national oil companies were getting "not too bad a deal".

**The Chairman:** He should have said they are getting a free ride.

**Senator Kirby:** I thought, by using the phrase that I used, it would be a more balanced comment. That, then, prompts two questions on my part: The phrase, "not too bad a deal" is a value judgment, obviously, on your part and I wonder if you would attempt to explain it. To some extent, it seems to me that, to make a judgment about whether something is a good deal or a bad deal in an industry which operates world-wide, you presumably have some comparisons. In other words, I am trying to find out whether you make a judgment of that sort merely by looking at the Canadian context or are you saying it is not too bad a deal in comparison with elsewhere in the world? Since I assume you are familiar with the circumstances elsewhere in the world, I thought it would be interesting for us in our deliberations to have some documentation from you of that comparison.

**Mr. Taschereau:** I think that is what I meant in that type of context—in the context of my discussions with my confrères they may be.

**The Chairman:** You said "in that context"; what did you mean by that?

**Mr. Taschereau:** I meant addressing that issue.

**Senator Kirby:** I am not trying to put words in your mouth, but he responded by saying: "Yes, they have in effect attempted to assess the not-too-bad a deal as measured in the context of Canada *vis-à-vis* other regimes". It would help us if we could see that comparison.

**Mr. Taschereau:** I cannot say in all regimes throughout the world because I am not an expert on all regimes, but to the best of my knowledge—and here Mr. Harrison can correct me if I am wrong—in all other regimes companies basically bid

[*Traduction*]

serait probablement dans le nord de la Saskatchewan. Dans cette région, tous les accords ont été négociés entre le gouvernement provincial, les syndicats et les autochtones du nord de la Saskatchewan ainsi que les associations de métis, ce qui a résulté en un niveau très élevé d'emplois pour les autochtones. Comme l'a dit M. Taschereau, à mesure que nous entrons dans la phase d'exploitation dans le Nord, même si du point de vue des retombées canadiennes, nous ne considérons pas Norman Wells en soi, je crois que vous en verrez certains éléments dans le programme actuel de construction à cet endroit. Par conséquent, il y a des moyens de surmonter ces problèmes. Il peut y avoir des obstacles; il faut en trouver la solution. Les sociétés se sont engagées à fournir de l'emploi aux autochtones, et nous avons vu bien des cas où on a trouvé des solutions satisfaisantes.

**M. Taschereau:** Ce qu'en réalité nous voulons dire c'est que nous travaillons à trouver une solution au problème.

**Le sénateur Kirby:** M. Taschereau a utilisé à quelques occasions une expression très intéressante et peut-être pourrait-il nous donner certaines statistiques sur son évaluation de la situation. Monsieur Taschereau, vous avez dit au moins à deux reprises en ce qui concerne les sociétés pétrolières multinationales que ce n'était pas une mauvaise affaires pour elles.

**Le président:** Il aurait dû dire qu'elles en profitent aussi.

**Le sénateur Kirby:** Je pensais en utilisant cette expression faire un commentaire plus juste. Mais cela m'a amené à me poser deux questions: l'expression: «Ce n'est pas une mauvaise affaire» est un jugement de valeur évidemment de votre part et je me demande si vous pourriez l'expliquer. Dans une certaine mesure, il me semble que pour porter un jugement de valeur sur ce qui est une bonne ou une mauvaise affaire dans une industrie qui opère dans le monde entier, vous avez sans doute certain points de comparaison. En d'autres termes, j'essaie de savoir si vous portez un jugement simplement en tenant compte du contexte canadien ou si vous dites que ce n'est pas une mauvaise affaire par rapport à d'autres pays dans le monde? Comme, je suppose, vous connaissez les circonstances ailleurs dans le monde, j'ai pensé qu'il serait intéressant pour nous, au cours de nos délibérations, d'obtenir de vous certains détails se rapportant à cette comparaison.

**M. Taschereau:** Je pense que c'est ce que je voulais dire dans ce contexte; au cours de mes discussions avec mes confrères.

**Le président:** Vous dites «dans ce contexte»; que voulez-vous dire exactement?

**M. Taschereau:** Je veux dire lorsqu'on étudie cette question.

**Le sénateur Kirby:** Je n'essaie pas de vous faire dire des choses, mais vous avez dit: «Oui, ils ont en effet tenté d'évaluer ce qui n'est pas une mauvaise affaire par rapport au contexte canadien vis-à-vis d'autres régimes». Il nous serait utile de voir cette comparaison.

**M. Taschereau:** Je ne peux pas dire par rapport à tous les régimes dans le monde parce que je ne suis pas un spécialiste de la question, mais autant que je sache, et ici M. Harrison peut me corriger si je fais erreur, dans tous les autres régimes,

[*Text*]

for the land. That is on the basis of a cash-bonus bid, except in Norway, and we can talk about that later. The bid is basically a cash-bonus bid and runs for three, four, five or six years. Recently, a bid off Alaska in the Beaufort Sea reached a billion dollars. So, if you are the person who has put up the most money, won the bid, you can do whatever you want to do out there for five, six or seven years, whatever the timeframe is. If you discover something it is yours, but at the end of that period everything reverts back to the Crown or to the state.

That is basically the name of the game throughout the world. Canada's regime may be more difficult to grasp, but when I said I did not think it was a bad deal, I meant that it was different in that the companies are only required to renegotiate their rights out there, and they have had them in most cases for 15 or 20 years. They were required to renegotiate those rights but they were not terminated. They would have been terminated had the renegotiation not been successful. They were all given another three, four, five or six years. During that period of time only 50 per cent of the land reverts back to the crown. Both ministers have written to the oil companies and told them that it is their intention to negotiate a second round. So, in a sense, most companies will have that land for at least 30 years, because they have already had 20 years under their belt.

I do not know of any other regime that pays on average approximately 60 per cent of the total exploration costs out there. The industry will say that that money was taken from it by way of taxes, but if we put that aside, 60 per cent of the total cost of the exploration out there is being paid for by the government 25 per cent in the case of multinationals and 80 percent in the case of Canadian owned firms. The requirements of not having to put up a cent to obtain those rights is a fairly good deal when you consider it on a world-wide basis. I think most oil compagnies would agree with that. They object strongly to the discriminatory aspects of the 25 per cent versus the 80 per cent, and so forth, but as a regime to explore what is considered to be expensive but quite prospective lands, I do not know of a better deal in the world. May I call on Mr. Harrison to assist me?

**Senator Kirby:** Before he does, I have a second question. In listening to your explanation my instinctive reaction was: Why have you been so soft?

**Mr. Taschereau:** Because everyone loves the oil companies so much.

**The Chairman:** In dealing with the world-wide situation you used the phrase "if you find anything it is yours." Can you extend that now to the 25 per cent carried interest? Is that duplicated anywhere in the world, or is that unique to Canada?

**Mr. Taschereau:** We have to make a distinction here, Mr. Chairman. If I can articulate for the oil companies what it is I understand them to be saying, it is that they object to the 25 per cent retroactive part in that if something were discovered prior to 1981, the government will back in for 25 per cent. I do not want to discuss that since that was a political decision.

[*Traduction*]

les sociétés doivent faire des offres de soumission pour les terres. Les soumissions sont en réalité fondées sur des primes en argent comptant, à l'exception de la Norvège dont nous parlerons plus tard, et elles sont pour une période de trois, quatre, cinq ou six ans. Récemment, une soumission au large de l'Alaska dans la mer de Beaufort a atteint un milliard de dollars. Donc, si vous avez présenté la soumission le plus élevée, et que vous avez gagné, vous pouvez faire ce que vous voulez pendant cinq, six ou sept ans, tout dépend de la limite de temps. Si vous découvrez du pétrole, il vous appartient, mais à la fin de cette période tout revient à la Couronne ou à l'État.

Fondamentalement ce sont les règles du jeu partout dans le monde. Le régime du Canada peut être plus difficile à saisir, mais lorsque j'ai dit que je pensais que ce n'était pas une mauvaise affaire, je voulais dire que c'était différent, étant donné que les sociétés n'ont qu'à renégocier leurs droits et que dans la plupart des cas elles ont ces droits pendant 15 ou 20 ans. Elles doivent renégocier leurs droits, avant que ceux-ci ne soient échus. Ils le seraient si les renégociations avaient aboutis à un échec. Elles ont tous obtenu une autre période de trois, quatre, cinq ou six ans. Au cours de cette période, seulement 50p. 100 des terres sont revenues à la couronne. Les deux ministres ont écrit aux sociétés pétrolières et leur ont dit qu'ils avaient l'intention de renégocier. Donc, dans un sens, la plupart des sociétés pourront exploiter ces terres pendant au moins 30 ans, parce qu'elles y sont installées déjà depuis 20 ans.

Je ne connais pas d'autres régimes qui versent quelque chose comme 60p. 100 du total des coûts d'exploration dans ces régions. L'industrie prétend que c'est l'argent qui lui a été enlevé au moyen des impôts qui lui revient mais ce fait mis à part, 60p. 100 du total des coûts d'exploration dans cette région sont payés par le gouvernement 50p. 100 dans le cas des multinationales et 80p. 100 dans le cas des firmes canadiennes. C'est une très bonne affaire que de ne pas avoir à verser un sous pour obtenir ces droits, si on la considère sur le plan mondial. Je crois que la plupart des sociétés pétrolières seraient d'accord, sur ce point. Elles s'opposent fortement aux aspects discriminatoires du 25p. 100 par rapport au 80p. 100, et ainsi de suite, mais au niveau de l'exploration jugée coûteuse mais pouvant rapporter beaucoup, il n'y a pas de meilleure affaire au monde. Puis-je demander à M. Harrison de m'aider?

**Le sénateur Kirby:** J'aurais tout d'abord une deuxième question. En vous écoutant parler, je me suis demandé instinctivement pourquoi vous avez été si généreux.

**M. Taschereau:** Parce que tout le monde aime tellement les société pétrolières.

**Le président:** En parlant de la situation mondiale, vous avez dit qu'elles pourraient prendre ce qu'elles trouvaient. Est-ce que cela s'applique maintenant aux intérêts de 25p. 100? Cela se passe-t-il ailleurs dans le monde, ou seulement au Canada?

**M. Taschereau:** Il faut faire une distinction, Monsieur le président. Si je peux parler au nom des sociétés pétrolières, je crois qu'elles s'opposent au 25p. 100, car si une découverte a été faite avant 1981, le gouvernement a une participation obligatoire de 25p. 100. Je ne veux pas en discuter, étant donné qu'il s'agit d'une décision politique.

[*Text*]

I have been told that in Norway there is an 80 per cent carried interest by the state oil company. So, the practice is not unheard of. As far as the oil companies are concerned, I think they would say that for the 25 per cent carried interest in the future, and if that is the name of the game, they will decide whether they want to get in under those rules or not. They will probably find those rules not terribly different and not a great deal worse than those rules in place in other regimes of the world. My understanding is that the objection is to the retroactivity provision.

**Mr. Rowland J. Harrison, Director General, Land Management Branch, Canada Oil and Gas Lands Administration:** Perhaps I might first deal with Senator Kirby's second question, which I do not think was rhetorical—that is, why have we been so soft. It is important to place the current regime in an historical context. The answer to Senate Kirby's question is that we are in fact getting a lot tougher compared to the regime we had in place prior to the Canada Oil and Gas Act coming into force during 1982. Generally speaking, we are talking about rights, as Mr. Taschereau has referred to, which were already held by the petroleum industry—largely by the foreign-owned members of that industry—under regulations that go back to 1961. Those regulations, for good and valid reasons at that time, were very generous in the sense that they guaranteed very long tenure and did not impose on a relative basis very strict or onerous work requirements, as a result of which the industry could effectively sit on large tracts of prospective lands for long periods of time without incurring much in the way of financial expenditure.

Those rights existed and were legal rights the industry had properly acquired and had protected by doing everything that that regime required of them. When the Canada Oil and Gas Act came into effect on March 5, 1982, it, of course, had to respect those rights. What it said was that the holders of those rights would have the first option to convert to the new system. That new system, to overcome the problems of land being held for long periods of time without much work being carried out, was to be fundamentally based on a system where the company would work to hold its land. In other words, it would undertake to conduct exploratory work on the specific land subject to the new exploration agreements and no longer could they simply sit for long periods of time without undertaking much work.

It is against that background that the development of the farm-out aspects of the last couple of years—to which Mr. Taschereau referred—has to be considered, and it is against that background also that his remarks that it can be regarded as a fairly generous system have to be seen.

Notwithstanding that the work requirements are more onerous under the new system, the fact remains that the holders of those rights—again largely the foreign-owned members of the industry—are nevertheless able to meet their work commitments by resorting to the farm-out arrangement if they choose to do so. Under that arrangement, they can effectively maintain their tenure at a reduced level, typically at half of the preceding level, by having someone else pay the cost of the work that is undertaken to meet their commitments. It is agains that background that the remarks have to be understood.

[*Traduction*]

J'ai appris qu'en Norvège, la société pétrolière d'État a un intérêt de 80 p. 100. Ce n'est donc pas nouveau. Je crois que les sociétés pétrolières ne s'opposeraient pas à l'intérêt de 25 p. 100 à l'avenir, mais si ce sont les règles, elles décideront si elles veulent participer ou non. Elles ne trouveront probablement pas ces règles très différentes ou pires que celles des autres régions du monde. Je crois que leur objection porte sur la disposition de rétroactivité.

**M. Rowland J. Harrison, directeur général, Gestion des terres, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada:** Je pourrais peut-être tout d'abord répondre à la deuxième question du sénateur Kirby. Il se demandait pourquoi nous avions été si généreux. Je crois qu'il importe de situer le régime actuel dans un contexte historique. Pour répondre à la question du sénateur Kirby, nous devenons beaucoup plus sévères par comparaison au régime qui existait avant l'entrée en vigueur de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, en 1982. En général, nous parlons de droits, comme M. Taschereau l'a dit, que possédait déjà l'industrie pétrolière, surtout des sociétés étrangères, en vertu de règlements qui datent de 1961. Pour des raisons qui étaient bonnes et valables à l'époque, ces règlements étaient très généreux; en effet, ils garantissaient la jouissance des terres à très long terme sans imposer d'exigences relativements strictes ou coûteuses, ce qui permettait aux sociétés pétrolières de conserver de grandes étendues de terre pendant longtemps, sans dépenser beaucoup.

Il s'agissait de droits juridiques que l'industrie avait acquis et protégés en respectant toutes les conditions du régime. Au moment de son entrée en vigueur le 5 mars 1982, la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada devait évidemment respecter ces droits. Elle stipulait que les détenteurs de ces droits auraient la première option pour la conversion au nouveau système. En vertu de ce dernier, les sociétés devaient travailler pour conserver les terres, afin d'éviter qu'elles le soient pendant longtemps sans être exploitées. En d'autres mots, elles s'engageraient à entreprendre des travaux aux termes des accords, et ne pourraient plus simplement conserver les terres pendant de longues périodes sans les exploiter.

C'est dans cette optique qu'il faut considérer l'élaboration du principe d'amodiation au cours des dernières années, dont M. Taschereau a parlé, ainsi que les observations selon lesquelles le système soit relativement généreux.

Même si les exigences sont plus coûteuses en vertu du nouveau système, il n'en reste pas moins que les détenteurs de ces droits (là encore, surtout des étrangers) sont néanmoins en mesure de respecter leurs engagements s'ils décident de recourir à l'amodiation. De cette façon, ils peuvent conserver leurs parcelles de terre à un coût élevé, soit à environ la moitié de ce qu'il leur en coûtait auparavant, en faisant payer par un autre les travaux qu'ils ont entrepris pour respecter leurs engagements. Par conséquent, c'est dans ce contexte qu'il faut placer ces observations.

[*Text*]

Stepping out more generally into the world context, as Mr. Taschereau has said, apart from the peculiar historical background in Canada, the system is still relatively generous in the sense that tenure is assured for relatively-long periods of time; the work commitments are not particularly onerous compared to other jurisdictions with which proper comparison can be made, such as the North Sea; title under the system is guaranteed to any discovery the industry makes; the act provides—and this is not a matter of ministerial discretion at all—that any significant discovery automatically continues the tenure of the holder of the exploration agreement in question; furthermore, it provides that the holder of that exploration agreement has the right to take a production licence—again not a matter of discretion—in the event that a commercial discovery is made.

Therefore, when you look at all of those considerations together and compare them to other regimes where, for example, in the United States, as Mr. Taschereau has mentioned, you have one shot at it over a fixed period and if you do not make a discovery, that is it, I think one can conclude that it is a relatively generous land tenure system. I do not think we should go to the point. however, as Senator Kirby implied, of suggesting that it is a soft regime when it is considered against the historical background that it was coming from.

**Senator Kirby:** Just so that it is clear, Mr. Chairman, I was simply responding to the rather glossy picture painted by the witness. I was not attempting to indicate what my view was.

**Senator Kelly:** Mr. Chairman, I want to extend the discussion that we have had. I am conscious of the fact that the press is present and I assume that they are listening, and I really do take offence at this good-deal reference, Mr. Taschereau. I wonder if I could try to put it in a frame that is clearer to me and see if you agree with me. This good deal that you talked about involves first of all a retroactive decision to back in to 25 per cent of whatever had been discovered prior to the promulgation of new legislation. That is so. You talk about the respect of the legal rights, the rights that were in place at the time the act came in, and your interpretation, I assume, of respect is that you say, in effect, to the multinationals, "Look, we know you have these rights. Tell you what we are going to do. We are going to renegotiate those rights with you. If we can renegotiate on a system that suits us, then you can stay because you have first chance but you only have first chance." Therefore, initially those rights are removed. Then you sit down and negotiate what the new rights will be. In my opinion, sir, that is hardly respecting those original rights. However, it is up to you to describe it as you wish. Have I described anything unfairly?

**Mr. Taschereau:** Mr. Chairman, I am not here to defend the 25 per cent crown share. That is a political decision which is in the act. I do not question that one way or the other as to whether it is right or wrong. When I refer to a fairly generous regime—I forget my exact words—I am talking about the opportunity to explore out there. When you put the 25 per cent Crown share completely aside and look at the regime that is in place in Canada, I think it is a generous, if not more generous

[*Traduction*]

De façon plus générale, à l'échelle mondiale, comme M. Taschereau l'a dit, si on laisse de côté le contexte historique particulier du Canada, le système est encore relativement généreux, en effet la jouissance est assurée pour des périodes relativement longues. Les travaux que les sociétés s'engagent à entreprendre ne sont pas particulièrement coûteux si on les compare à d'autres régions comme la mer du Nord. Les titres sont garantis en cas de découverte. La loi stipule, et il ne s'agit pas d'un pouvoir discrétionnaire du ministre, que toute découverte importante prolonge automatiquement les droits du titulaire mentionné dans l'accord d'exploration. En outre, le détenteur des droits peut demander une licence de production, là encore il ne s'agit pas d'un pouvoir discrétionnaire, s'il fait une découverte commerciale.

Par conséquent, si l'on tient compte de tous ces éléments et qu'on les compare avec d'autres régimes, comme celui aux États-Unis, comme M. Taschereau l'a mentionné, où vous avez une seule chance et un délai à respecter, et si vous ne faites pas de découverte, c'est fini, je crois qu'on peut conclure que notre système est relativement généreux. Je ne pense toutefois pas que nous devrions aller jusqu'à dire, comme l'a suggéré le sénateur Kirby, qu'il s'agit d'un régime trop souple vu le contexte historique.

**Le sénateur Kirby:** Je veux que les choses soient claires, monsieur le président. Je ne faisais que répondre à la belle description du témoin. Je n'essayais pas d'exprimer mon point de vue.

**Le sénateur Kelly:** Monsieur le président, j'aimerais poursuivre notre discussion. Je sais que les journalistes sont présents et j'imagine qu'ils écoutent, mais je n'aime pas que M. Taschereau dise que nous leur offrons une bonne affaire. J'aimerais expliquer les choses plus clairement, et voir si vous êtes d'accord avec moi. Cette bonne affaire dont vous avez parlé vise tout d'abord une décision rétroactive pour des droits de participation obligatoire de 25 p. 100 sur tout ce qui a été découvert avant la promulgation de la nouvelle loi. Très bien. Vous parlez du respect des droits juridiques, les droits qui existaient au moment de l'entrée en vigueur de la loi, et j'imagine que selon votre interprétation, vous dites en réalité aux multinationales que nous savons qu'elles ont ces droits et que nous allons les renégocier avec elles. Si nous pouvons les renégocier en vertu d'un système qui nous convient, elles pourront les conserver parce qu'elles ont la première option, mais seulement la première. Par conséquent, ces droits sont tout d'abord retirés. Vous allez ensuite négocier de nouveaux droits. A mon avis, Monsieur, il ne s'agit pas vraiment de respecter les droits initiaux. Vous pouvez toutefois décrire la situation comme vous le voulez. Ai-je dit quelque chose d'inexact?

**M. Taschereau:** Monsieur le président, je ne suis pas ici pour défendre la part de 25 p. 100 qui revient à la Couronne. Il s'agit d'une décision politique qui figure dans la loi. Je ne dit pas qu'elle est la bonne ou mauvaise. Lorsque je parle d'un régime relativement généreux (j'ai oublié mes mots exacts) je parle de la possibilité d'exploration. Si on examine le régime canadien en laissant de côté le 25 p. 100 qu'est la part revenant à la Couronne, je crois qu'il s'agit d'un régime généreux, sinon

[*Text*]

than other regimes in the world, and I have seen nothing convince me otherwise.

As far as rights are concerned, I guess we would look at it and ask the oil industry how much longer would they like these rights that they have. I am referring to Gulf, Esso, Mobil or Dome. I am not talking about multinationals but I've asked how long do they think they should last? Should they last five years, ten, fifteen of fifty? Is there some end to this? Anywhere else in the world those rights terminate at a certain date. Ours had gone for 20 years, and we asked them to come in and renegociate them. In all cases they were renegociated because they had that right. I cannot honestly agree with you, senator, that their rights were terminated in any way. Legally, they were terminated in the sense of having to come in and renegotiate, but I do not know anywhere else in the world where they would continue to hold all those rights again for another five or ten years and perhaps beyond. That is my opinion on it, senator.

**Senator Kelly:** I guess the analogy—and perhaps it is not a fair one—to me is that a deal is a deal. In the high interest rate period I am sure the insurance companies would have loved, when one and two-year mortgages were available, to have said to people who had 35-year mortgages to come in and negotiate. Really, a 35-year mortgage at 8 per cent makes no sense at all with interest rates at 22 per cent so let us renegotiate. It is a question of whether a deal is a deal.

My further question is on the back in. In other regimes do you know of any in countries like ours where there have been retroactive pieces of legislation in terms of government acquiring backwards participation?

**Mr. Taschereau:** We are certainly aware of carried interest where the government gets a free ride, il you like.

**Senator Kelly:** Retroactively speaking?

**Mr. Taschereau:** Mr. Sherwin, are you aware of any?

**Mr. Sherwin:** No, I am not.

**Mr. Taschereau:** I am not aware of any.

**Senator Kelly:** Looking ahead then, I guess the concern on the part of people looking at the rules as they are today is just what the risk is of some similar thing occurring in the future. I am not asking you to defend anything but I just wanted to hear your comments on that point.

**Mr. Taschereau:** I think that that would be the concern of the industry.

**Mr. Harrison:** Mr. Chairman, on the question of retroactivity, the only other example that I am aware of in the western world with our legal system that is in any way comparable is some significant retroactive tax changes that were made by the United Kingdom in the North Sea regime. It is argued that conceptually a change in a tax regime is different than a change in a tenure system. That is the only example that I am aware of that would be roughly comparable.

[*Traduction*]

plus généreux que les autres régimes du monde, et je n'ai rien entendu pour me convaincre du contraire.

Pour ce qui est des droits, j'imagine que nous pourrions demander aux sociétés pétrolières pendant combien de temps elles aimeraient les conserver. Je parle de Gulf, Esso, Mobil ou Dome. Je ne parle pas des multinationales, mais je demande pendant combien de temps elles devraient les conserver à leur avis. Cinq, quinze ou cinquante ans? Y a-t-il une limite? Chez nous, ils existent depuis 20 ans, et nous leur avons demandé de les renégocier. Ils l'ont été dans tous les cas, parce qu'elles en avaient le droit. Je ne peux pas honnêtement être d'accord avec vous, sénateur, et dire que ces droits avaient pris fin de toute façon. Sur le plan politique, elles ne les avaient plus, car elles devaient les renégocier, mais je ne connais aucun autre endroit au monde où elles continueraient d'avoir tous ces droits pendant encore cinq ou dix ans, ou plus. Voilà ce que j'en pense, monsieur le sénateur.

**Le sénateur Kelly:** J'ai peut-être tort, mais je crois que nous devons respecter nos engagements. Lorsque les taux d'intérêt étaient élevés, je suis certain que les compagnies d'assurance auraient bien aimé dire à ceux qui avaient des hypothèques de 35 ans qu'il fallait renégocier, lorsqu'on offrait des hypothèques d'un et de deux ans. Une hypothèque de 35 ans à 8 p. 100 ne fait vraiment aucun sens lorsque les taux d'intérêt sont à 22 p. 100, alors nous allons renégocier. Il faut se demander si nous devons respecter nos engagements.

La question suivante porte sur la participation obligatoire. Pouvez-vous me nommer d'autres pays où des lois rétroactives ont permis au gouvernement d'acquérir une participation rétroactive?

**M. Taschereau:** Nous sommes certainement au courant des intérêts lorsque le gouvernement prend une part du gâteau, si vous voulez.

**Le sénateur Kelly:** Rétroactivement?

**M. Taschereau:** Monsieur Sherwin, êtes-vous au courant de tels cas?

**M. Sherwin:** Non.

**M. Taschereau:** Je n'en connais pas.

**Le sénateur Kelly:** Pour ce qui est de l'avenir, j'imagine que ce qui préoccupe ceux qui constatent les règles actuelles, c'est le danger que la même chose se répète. Je ne vous demande pas de défendre quoi que ce soit, mais j'aimerais savoir ce que vous en pensez.

**M. Taschereau:** Je crois que c'est ce qui préoccuperait l'industrie.

**M. Harrison:** Monsieur le Président, pour ce qui est de la rétroactivité, le seul autre exemple du monde occidental que je connaisse et qui est tant soit peu comparable vise d'importantes modifications fiscales rétroactives adoptées par le Royaume-Uni pour la mer du Nord. On allègue qu'une modification du régime fiscal est différente d'une modification du régime de jouissance. C'est le seul exemple que je connaisse qui pourrait être légèrement comparable.

[*Text*]

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, that prompts another question. Mr. Harrison suggested that it is conceptually different. I do not know what you mean by conceptually different. Retroactivity is retroactivity. The question is, are you arguing that certain kinds of retroactivity are more likely to be accepted than others? Is that what you mean by conceptually different?

**Mr. Harrison:** It was retroactive in the sense that it changed what the industry argued in the case where there were existing legal relationships but it applied with respect to future earnings.

**Senator Kirby:** Therefore, it was not retroactive.

**Mr. Harrison:** Retroactive in the sense that it changed the deal that they had already made. Changes in tax are always argued to be conceptually different on the basis that the government always reserves the right to change taxes, but the tenure system, the exploration agreement, the licences and the permits are argued to be contracts.

**Senator Kirby:** That is what I thought you meant.

**Mr. Taschereau:** Mr. Chairman, we are getting into a bit of energy policy here and I wonder if Len Good might not want to get us off the hook here.

**Dr. Good:** I would not attempt to go that far. I want to add one point to supplement what Mr. Harrison was saying. I really think the definition of the word "retroactivity" is different in fact from the way it is typically used in Crown share discussions. I would emphasize that point by picking up on Mr. Harrison's comments as to whether or not there is any difference conceptually between the Crown share provisions and conventional changes in the tax provisions. In fact, a change in the tax regime, such as an increase in royalties or the income tax rate, has the same kind of effect on the return to the company from an existing investment as does the introduction of the Crown share. I point out that in some of the discussions that we have had with the United States officials at the most senior level on this question there is, in fact, an agreement from them and from ministers that their windfall profits tax is as retroactive in the sense of affecting profitability of an existing investment as is the Crown share. The distinction does not hinge on the change in the profitability of an investment which is in place. Any tax changes affects that. It becomes a question, as Mr. Harrison was saying, of philosophy that in some sense carried interest is different from a tax. What exactly the nature of the difference is, is not all that clear.

**Senator Kirby:** As I understood the point that Mr. Harrison was making, it was that there are certain kinds of changes in a regime which are generally accepted as being legitimate, appropriate and acceptable, and there are certain other kinds of changes that are viewed as not being so despite the fact that the end result of those two kinds of changes from the company's standpoint may be exactly the same. As I understood it, that is what Professor Harrison was trying to say.

**Dr. Good:** That is precisely the issue.

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, cet exemple soulève une autre question. M. Harrison dit que c'est différent. Je ne vois pas ce qui est différent. La rétroactivité, c'est la rétroactivité. Prétendez-vous que certaines formes de rétroactivité ont plus de chance d'être acceptées que d'autres? Est-ce que c'est ce que vous voulez dire par différence?

**M. Harrison:** Il s'agissait d'une mesure rétroactive, car elle modifiait ce que l'industrie alléguait dans cette affaire où il existait des rapports juridiques, mais elle s'appliquait aux gains futurs.

**Le sénateur Kirby:** Elle n'était donc pas rétroactive.

**M. Harrison:** Rétroactive du fait qu'elle modifiait l'entente existante. On allègue toujours que les modifications fiscales sont différentes, car le gouvernement se réserve toujours le droit de modifier l'impôt, mais on allègue que la durée des droits, l'accord d'exploration, les licenses et les permis sont des contrats.

**Le sénateur Kirby:** C'est ce que j'avais compris.

**M. Taschereau:** Monsieur le président, nous parlons maintenant de politique énergétique, et je me demande si Len Good ne voudrait pas nous prêter main-forte.

**M. Good:** Je n'essaierai pas d'aller si loin. J'aimerais compléter les propos de M. Harrison. En réalité, je crois que la définition du mot «rétroactivité» est différente de l'interprétation qu'on en fait habituellement lors des discussions sur la part de la Couronne. Je mettrais l'accent sur ce point en reprenant les observations de M. Harrison au sujet des différences possibles entre les dispositions sur la part de la Couronne et les modifications conventionnelles des dispositions fiscales. En fait, les modifications du régime fiscal, comme l'augmentation des redevances ou du taux d'impôt sur le revenu, représente la même chose pour les revenus de la compagnie sur un investissement existant que l'introduction de la part de la Couronne. Je tiens à souligner qu'au cours de certaines des discussions que nous avons eues avec des fonctionnaires supérieurs américains sur cette question, ces derniers et les ministres conviennent que les impôts sur les bénéfices fortuits sont aussi rétroactifs que la part de la Couronne, en effet l'incidence est la même pour les profits sur les investissements existants. La distinction ne dépend pas du changement de rentabilité sur un investissement existant. Toute modification fiscale aura des répercussions à ce niveau. Comme M. Harrison le disait, il s'agit de déterminer si l'intérêt diffère de l'impôt. La différence n'est pas évidente.

**Le sénateur Kirby:** Si j'ai bien compris ce que disait M. Harrison, certaines modifications sont généralement acceptés comme légitimes, convenables et acceptables, et d'autres, ne le sont pas, même si le résultat final est exactement le même du point de vue de la société. Si j'ai bien compris, c'est ce que M. Harrison essayait de dire.

**M. Good:** Exactement.

[*Text*]

**Senator Kirby:** I do not have to share his view but I just wanted to be sure that I understood exactly what he was saying.

**Dr. Good:** That statement is correct, but the difficulty is finding, in any more depth than you have done, general acceptability.

**Senator Kirby:** You are saying you can achieve the same end by two different means but that some means are more acceptable than others.

**Senator Kelly:** I am prompted to say to the gentleman who recently spoke that, if you were talking about your family farm that your family had spent 100 years to develop, you would object less to some tax change than you would to having the government announce that it suddenly owned 25 per cent of it.

**Mr. Harrison:** Senator Kelly put his finger on the point just a few moments ago when he referred to the question of confidence and the concept of a deal being a deal. At the end of the day, in the practical sense, whether it is retroactive change of the tax type or of the opening up of a contract, the question is what impact that has with respect to the level of confidence as to the future.

**Mr. Taschereau:** No one has run south of the border yet. They are still very active. I am not saying that means they are in favour of the crown share, but I think the régime speaks for itself.

**Senator Kelly:** I think that is a commentary on the ethics and sense of duty that private-sector companies have naturally.

**Mr. Taschereau:** That is true.

**The Chairman:** I have written a notation to the effect that you referred to "the big boys out there—the multinationals." You said they had the most land in the most prospective areas. I want to deal with Canadianization now. You said we went from 30 per cent to 60 per cent of production, but are you basing your figures on expenditures?

**Mr. Taschereau:** No, that is land holdings.

**Mr. Harrison:** I would just say a few words about how we measure land holdings. We have talked about the multinationals as having the largest blocks of land and in the most prospective areas. The land holdings of Mobil Oil on the Grand Banks, including the immediate Hibernia vicinity, are held at the present time by Mobil, Gulf, Petro-Canada and some other companies in some instances. Husky and Bow Valley have concluded a farm-in on those lands as a result of which they will earn an interest in the lands.

At the present time, the lands continue to be recorded as being held by Mobil Oil because the Husky-Bow Valley Canadian interest has not yet been earned.

When we measure the impact of the program of Canadianization of the lands, we are talking about the increase in the interest that Canadians have in the Canada Lands. We are not talking about the block of land one day being owned by Mobil and the next day being owned by a Canadian company. We are talking about an incremental process of the Canadians

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Je ne suis pas obligé d'être d'accord, mais je voulais seulement m'assurer d'avoir bien compris ce qu'il disait.

**M. Good:** Votre explication est exacte, mais ce qui est difficile, c'est l'acceptation générale.

**Le sénateur Kirby:** Vous dites qu'il est possible d'atteindre le même résultat par différents moyens, mais que certains moyens sont plus acceptables que d'autres.

**Le sénateur Kelly:** Je dirais au monsieur qui a pris la parole il y a quelques instants, que si on parlait de l'exploitation agricole familiale que votre famille avait mis cent ans à bâtir, vous vous opposeriez moins à une modification fiscale qu'à une décision du gouvernement de prendre soudain une part de 25 p. 100.

**M. Harrison:** Le sénateur Kelly a sisé dans le mille tout à l'heure lorsqu'il a parlé de confiance et de respect des engagements. En fin de compte, qu'il s'agisse d'un changement rétroactif concernant l'impôt ou la négociation d'un contrat, il faut se demander quelle en sera l'incidence sur le niveau de confiance pour l'avenir.

**M. Taschereau:** Personne ne s'est encore sauvé chez nos voisins du sud. Ils sont encore très actifs. Je ne dis pas qu'ils sont en faveur de la part de la Couronne, mais je crois que le régime n'a pas besoin d'explications.

**Le sénateur Kelly:** Je crois que c'est un commentaire sur l'éthique et le sens du devoir qui sont naturels chez les entreprises privées.

**M. Taschereau:** C'est vrai.

**Le président:** J'ai écrit une note au sujet de votre mention des grandes multinationales. Vous avez dit qu'elles possédaient la plupart des terres dans les zones les plus prometteuses. J'aimerais maintenant parler de la canadianisation. Vous avez dit que notre part était passée de 30 à 60 p. 100 de la production, mais est-ce que vous parlez des dépenses?

**M. Taschereau:** Non, il s'agit des terres que nous possédons.

**M. Harrison:** J'aimerais dire quelques mots au sujet de notre façon d'évaluer les terres que nous possédons. Nous avons dit que les multinationales avaient les plus grandes parcelles de terrain dans les zones les plus prometteuses. Les propriétés de Mobil Oil sur les Grands Bancs, notamment les environs immédiats d'Hibernia, sont actuellement aux mains de Mobil, Gulf, Petro-Canada et quelques autres sociétés dans certains cas. Husky et Bow Valley ont amodié ces terres, ce qui leur permettra de récolter des intérêts.

A l'heure actuelle, les terres sont encore enregistrées au nom de Mobil Oil, parce que les intérêts canadiens Husky-Bow Valley n'ont pas encore été gagnés.

Lorsque nous évaluons l'incidence du programme de canadianisation des terres, nous parlons de l'augmentation des intérêts des Canadiens sur les terres canadiennes. Nous ne parlons par des terres qui appartiennent un jour à Mobil et le lendemain à une entreprise canadienne. Nous parlons d'un processus progressif par lequel les Canadiens acquièrent des intérêts dans

[*Text*]

earning interest in various parcels of land; interests in ownership of rights.

If I recall correctly, the figures which are included in the brief are based on the assumption that the Canadian companies now earning their interests will, in fact, go on to earn those interests so that the level will grow from some 30 per cent to the 60 per cent level. That is not to say that there will be a map which will show 60 per cent of the area indicating that it is owned 100 per cent by Canadians; rather, it will be a case of saying that the Canadian companies have a level of ownership which nets out to 60 per cent or whatever the precise figure is, across various areas of the Canada Lands, with it being a much higher level in some areas.

**The Chairman:** On page 9 of your brief you say:

> The achievement of 60 per cent Canadian content in exploration expenditures is due largely to the well-developed land-based oil and gas industry.

**Mr. Taschereau:** I think you have to look at page 10 where we refer to participation of Canadian firms in Canada Lands.

**The Chairman:** You have introduced a new concept this morning. Mr. Tellier appeared before us and he based his comments on production, and he indicated that it has gone from 23 per cent to 45 per cent.

**Mr. Taschereau:** We are talking strictly of Canada Lands.

**The Chairman:** You are telling me we have 60 per cent Canadian ownership of lands.

**Mr. Taschereau:** Of the rights to explore in the Canada Lands. Mr. Tellier was talking about production, of course, which is primarily in Alberta, Saskatchewan and British Columbia.

**The Chairman:** The figures will not increase very much until we get more production, which is probably six or seven years away.

**Mr. Taschereau:** The key measure will be what level of production is owned by Canadian firms in the Canada lands. Except for Norman Wells, there is, basically, no production from Canada Lands at this time.

**The Chairman:** How many exploration permits cover the Beaufort Sea area?

**Mr. Sherwin:** Thirty, onshore and offshore, 20 of which are offshore.

**The Chairman:** Except for Dome, how many Canadians hold those permits?

**Mr. Harrison:** The main areas of the Beaufort Sea are held at the present time by three groups: the Dome group; Esso; and Gulf. In each of those cases there are varying degrees of farm-outs already in place to Canadian companies. The simplest one to use as an example is the case of Esso which has a comprehensive farm-out, which may eventually cover all of its lands, to a group of Canadian companies held by Home Oil.

[*Traduction*]

diverses parcelles de terre, des intérêts sur la propriété de droits.

Si je me souviens bien, les chiffres énoncés dans le mémoire se fondent sur le principe que les entreprises canadiennes qui ont maintenant des intérêts continueront d'en accumuler de façon à porter leur part de 30 à 60 p. 100. Cela ne veut pas dire qu'on pourrait avoir une carte indiquant que 60 p. 100 des terres appartiennent entièrement à des Canadiens, mais que des entreprises canadiennes possèdent environ 60 p. 100 de toutes les terres du Canada, avec un taux beaucoup plus élevé dans certaines régions.

**Le président:** A la page 9 de votre exposé, vous dites que:

> La réalisation d'une part canadienne de 60 p. 100 dans les dépenses d'exploration est attribuable principalement aux activités pétrolières et gazières traditionnelles sur terre.

**M. Taschereau:** Je crois qu'il faudrait regarder à la page 10, où nous parlons de la participation des entreprises canadiennes concernant les terres du Canada.

**Le président:** Vous avez présenté une nouvelle idée ce matin. M. Tellier a comparu devant nous et a déclaré que la production était passée de 23 à 45 p. 100.

**M. Taschereau:** Nous parlons uniquement des terres du Canada.

**Le président:** Vous dites que nous possédons 60 p. 100 des terres.

**M. Taschereau:** Des droits d'exploration sur les terres du Canada. M. Tellier parlait de la production, évidemment, surtout en Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique.

**Le président:** Ces chiffres n'augmenteront pas de beaucoup avant que la production ne s'accroît soit probablement dans 6 ou 7 ans.

**M. Taschereau:** La principale mesure portera sur le niveau de production appartenant aux sociétés canadiennes des terres du Canada. A l'exception de Norman Wells, il n'y a aucune production sur les terres du Canada à l'heure actuelle.

**Le président:** Combien y a-t-il de permis d'exploration pour la région de la mer de Beaufort?

**M. Sherwin:** Trente, à terre et au large des côtes, dont 20 au large des côtes.

**Le président:** Sauf pour Dome, combien de Canadiens détiennent ces permis?

**M. Harrison:** Les permis pour les principales régions de la mer de Beaufort sont détenus actuellement par trois groupes: Dome, Esso et Gulf. Dans chaque cas, il refait de la sous-traitance à des niveaux variables en faveur d'entreprises canadiennes. L'exemple le plus simple est celui de Esso qui a un plan général d'affermage qui couvrira tôt ou tard la totalité de ses terres, au bénéfice d'un groupe d'entreprises canadiennes détenues par Home Oil.

[*Text*]

I want to emphasize again that, when we talk about the Dome lands, the Gulf lands or the Esso lands, we are oversimplifying what is a fairly complex ownership picture because the ownership is not 100 per cent Dome at the present time, 100 per cent Gulf or 100 per cent Esso.

**The Chairman:** Who are the operators in the farm-outs?

**Mr. Harrison:** In the case of the Esso lands, there is an agreement whereby Home Oil is designated as the operator of the farm-in group, it is taking on the operation of the on-land part of the Esso program with the view to taking on eventually the operation of the whole program on what we call the Esso lands. Gulf is the operator of its two main exploration agreements in the area, and Dome is the operator of the Dome-held lands.

**The Chairman:** You say that Home is the designated operator for the farm-in partners.

**Mr. Harrison:** Yes, it is a group of 10 Canadian companies. This is perceived to be a first step towards Home and its partners building their expertise and capability to become the hands-on day-to-day operator in what is a new area in terms of technology.

**The Chairman:** Who calls the shots and makes the exploration decisions?

**Mr. Harrison:** The question is probably better directed to Esso and Home, but the program would be proposed by Esso. They would, nevertheless, under their agreement, have the consent of—and this would be spelled out in their operating agreement—so many of the partners to proceed with that program. In the case of Esso-Home, Home is already that day-to-day operator with respect to the onshore program. Therefore, with respect to the onshore program in the MacKenzie Delta area, it is Home that would be making the decisions with respect to the proposed programs. We know that, in the case of the Esso-Home arrangement, Home has people placed in Esso's offices. It is not just a matter of one side making proposals and asking whether the other will go along with them. The two sides of that arrangement seem to be making sincere and genuine efforts to participate fully in the process.

**The Chairman:** It seems to me, however, that it is still the multinational that is calling the shots.

**Mr. Harrison:** Certainly not, in the case of Esso and the onshore program. That is a Home operated program.

**Mr. Taschereau:** Mobil offshore farms out to Husky and Husky becomes the operator.

**Mr. Harrison:** With respect to the offshore part of the Esso program, and staying with that for the moment, the Beaufort is a new area in terms of operational difficulties for a company like Home. I would not presume to speak for Home, of course, but if you were to ask them whether they wanted to take over the operatorship of that program tomorrow in the sense that Esso would simply retreat to its offices in Calgary and take a passive role, I think they would say no.

[*Traduction*]

J'aimerais rappeler encore une fois que lorsqu'on parle des terres de Dome, de Gulf ou d'Esso, on simplifie un peu une question de propriété plutôt complexe car, à l'heure actuelle, les terres ne sont pas détenues à 100 p. 100 par Dome, 100 p. 100 par Gulf ou 100 p. 100 par Esso.

**Le président:** Qui sont les sous-traitants?

**M. Harrison:** Dans le cas des terres d'Esso, il existe un accord en vertu duquel Home Oil est désigné comme exploitant de la sous-traitance et assure l'exploitation à terre du programme Esso, mais il assurera éventuellement l'exploitation de la totalité du programme sur ce qu'on appelle actuellement les terres de la compagnie Esso. Gulf est exploitant de ses deux principaux accords d'exploration dans la région et Dome exploite ses propres terres.

**Le président:** Vous dites que Home est l'exploitant désigné des partenaires sous-traitants.

**M. Harrison:** Oui, il s'agit d'un groupe de dix entreprises canadiennes. Il s'agit de la première étape visant à permettre à Home et à ses partenaires de développer leurs compétences et leur potentiel en vue d'assurer l'exploitation quotidienne d'un secteur technologique nouveau.

**Le président:** Qui prend les décisions en matière d'exploration?

**M. Harrison:** Cette question s'adresserait sans doute mieux à Esso et Home, mais le programme serait proposé par Esso. De toute manière, les membres du groupe devraient obtenir le consentement (stipulé dans leur accord d'exploitation) d'un certain nombre des partenaires pour aller de l'avant. Dans le cas d'Esso-Home, Home assure déjà l'exploitation quotidienne du programme à terre. Par conséquent, en ce qui concerne le programme à terre de la région du Delta du MacKenzie, c'est Home qui prendrait les décisions concernant les programmes proposés. Nous savons que dans le cas de l'accord Esso-Home, Home a détaché du personnel dans les bureaux d'Esso.Il ne s'agit pas simplement pour ces entreprises de se faire des propositions et de tenter d'obtenir leur accord mutuel. Les deux parties semblent faire des efforts sincères et authentiques pour participer pleinement au processus.

**Le président:** J'ai toutefois l'impression que c'est la multinationale qui dicte les décisions.

**M. Harrison:** Certainement pas en ce qui concerne Esso et le programme à terre. Ce programme est exploité par Home.

**M. Taschereau:** La société Mobil, section au large des côtes, passe un contrat à la société Husky et Husky devient exploitant.

**M. Harrison:** Pour ce qui est des activités aux larges des côtes du programme Esso, auquel nous nous limiterons pour l'instant, la région de Beaufort est nouvelle en termes de difficulté d'exploitation pour une entreprise comme Home. Je ne voudrais pas parler au nom de Home, bien sûr, mais j'ai l'impression que si on demandait à cette société si elle est disposée à assurer l'exploitation du programme dès demain, ce qui amènerait Esso à se retirer dans ses appartements de Calgary et à jouer un rôle passif, je pense que Home refuserait.

[*Text*]

This is an evolving process, Mr. Chairman. As Mr. Taschereau has mentioned, on the east coast there is the major farm-out, which we regard as a significant one in terms of both Canadianization and the development of Canadian operating capability—from Mobil to Husky Bow Valley. Under that program, Husky Bow Valley is now operating, in the day-to-day, hands-on sense, most of the wildcast drilling.

**The Chairman:** Who owns the drilling systems in the Beaufort?

**Mr. Harrison:** The Dome equipment is owned by Dome. The new drilling system being brought in by Gulf is owned by Gulf. Perhaps I will defer to Mr. Sherwin on the question of the Esso system.

**Mr. Sherwin:** The Esso equipment is owned and operated by Esso in the offshore.

**The Chairman:** Throughout the exploration period, through the PIP grants, we had the Canadian participation. My concern, however, is that, 10 years down the road when we come to production, Canadians will not be involved to the same extent. That is why I was asking who the actual operators are. Who calls the shots up there? Are the Canadians or are the multinationals calling the shots?

**Mr. Taschereau:** Perhaps I can answer that question a little more fully, Mr. Chairman, by saying that, up until a couple of years ago, there were basically three major Canadian companies—Dome, Petro-Canada and Panarctic—who were operators taking decisions in the Canada Lands. Today, there are probably 10 Canadian companies that are either hands-on operators or are earning the right to become the operator. Home, for instance, is one case of a partial operator who will become an operator over the long pull in the offshore. Husky Bow Valley, with its expertise, has moved in quite quickly to become an operator on the major part of the Mobil lands. It is an evolving thing, Mr. Chairman, which is part of this Canadianization process.

In learning how to operate in the Canada lands and becoming capable of handling the difficult technical decisions that have to be taken in Iceberg Alley and so on, if this expertise can be developed in Canadian-owned companies, it might be even more important in terms of who actually owns the rights out there. You are perfectly right, Mr. Chairman, in assuming that the multinationals are those with the knowledge and capability to operate out there, but the Canadian companies are coming on strong.

**Senator Kirby:** On pages 11 and 12 of your presentation, Mr. Taschereau, you have indicated a number of major development projects. So as not to prejudge your answer, if development is likely to take place offshore Nova Scotia with Venture, and offshore Newfoundland with Hibernia, what is your best estimate of when it will take place?

[*Traduction*]

Il s'agit d'un processus graduel, monsieur le Président. Comme M. Taschereau l'a indiqué, il se fait beaucoup d'affermage entre Mobil et Husky Bow Valley, sur la côte est, ce que nous considérons comme un facteur important ou titre de la canadianisation comme du développement du potentiel d'exploitation canadien. En vertu de cet accord, Husky Bow Valley assure maintenant les activités quotidiennes de forage de recherche.

**Le président:** Qui est propriétaire des systèmes de forage dans la mer de Beaufort?

**M. Harrison:** Le matériel de Dome appartient à cette société. Gulf est propriétaire du nouveau système de forage qu'elle a mis en place. Mais je pourrais peut-être laisser M. Sherwin répondre au sujet du système d'Esso.

**M. Sherwin:** Le matériel d'Esso appartient et est exploité par Esso au large des côtes.

**Le président:** Pendant toute la période d'exploration, dans le cadre du PESP, nous avons eu la participation d'entreprises canadiennes. Ma crainte cependant, c'est que dans dix ans, lorsqu'on arrivera à l'étape de la production, les Canadiens ne participeront pas autant. C'est pourquoi je demande qui sont effectivement les exploitants? Qui prend les décisions? Est-ce que ce sont les Canadiens ou les multinationales?

**M. Taschereau:** Je pourrais peut-être répondre à votre question de façon un peu plus précise, monsieur le Président, en vous disant qu'il y a quelques années encore, il y avait essentiellement trois grandes entreprises canadiennes, Dome, Petro-Canada et Panarctique, qui, à titre de sociétés exploitantes, prenaient les décisions concernant les terres du Canada. Aujourd'hui, il y a à peu près dix entreprises canadiennes qui participent directement à l'exploitation ou qui possèdent le droit de devenir exploitant. La société Home, par exemple, est un exemple d'exploitant partiel qui deviendra exploitant à long terme au large des côtes. La société Husky Bow Valley, avec ses connaissances, a rapidement fait en sorte de devenir exploitant de la majeure partie des terres de Mobil. Il s'agit, monsieur le Président, d'un processus graduel qui s'intègre au processus de canadianisation.

En ce qui concerne l'apprentissage des méthodes d'exploitation des terres du Canada et l'acquisition de la capacité de prendre les décisions techniques difficiles qui s'imposent dans Iceberg Alley, si ces compétences peuvent être développées dans des entreprises canadiennes, cette questionnaire peut-être alors une importance plus grande, c'est-à-dire la question de la propriété des droits. Vous avez tout-à-fait raison, monsieur le Président, de penser que ce sont les multinationales qui ont les connaissances et la capacité d'exploiter mais les entreprises canadiennes gagnent rapidement du terrain.

**Le sénateur Kirby:** Aux pages 11 et 12 de votre mémoire, monsieur Taschereau, vous mentionnez un certain nombre d'importants projets de développement. Pour ne pas préjuger de votre question, si des projets de développement ont des chances de se concrétiser, d'une part le projet Venture au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et d'autre part le projet Hibernia au large des côtes de Terre-Neuve quand estimez-vous que cela se produira?

[*Text*]

**Mr. Taschereau:** I do not want to give the impression that everybody necessarily agrees on this point. I offer strictly a personal opinion, which I have formed after regurgitating matters with a lot of government people. In my estimation, gas should be coming ashore from Venture in 1989. That appears to be a reasonable date to put forward at this point in the game. It will depend very much on the two holes that are now being drilled by the Mobil group off Nova Scotia. By this fall, assuming that those holes are reasonably successful—and the experts are faily optimistic about this—1989 seems to be a reasonable time frame to expect gas to come ashore to Nova Scotia and to go into the northeastern U.S. market.

With respect to Hibernia, there are really two scenarios. We could have production as early as 1987-88 or we could see production in the early 1990s. I am not trying to fudge my answer here. There are two possible routes that could be taken by the consortium out there, which is headed by Mobil, Chevron, Gulf and Petro-Canada. They will be making a decision before the end of this year on the early production scenario, wherein there is still a fair amount of production coming out but they are really testing a complex reservoir which is producing 60,000 or 70,000 barrels a day. That, for a Hibernia field, is nowhere near its potential. It would appear that that is a route that people might prefer to go to find out how the reservoir is going to act, or how it will flow between all the various sections in there. They may wish to do that before deciding on the major production investment. That is why I say that the decision could result in production from Hibernia before the end of the decade.

The companies could decide, in their wisdom, to gamble the whole pot—which is several billions of dollars, as you know—on the belief the the reservoir will flow in a certain manner. If they do make that decision, there may be a 200 to 300,000 barrel-a-day type of operation in place in the early 1990s.

**Senator Kirby:** From what you have said I would infer that, in the Venture case, the pipeline would be in place by 1989. Presumably you are suggesting, however, that production from Hibernia would not be moved by pipeline?

**Mr. Taschereau:** The early scenario would not be moved by pipeline, senator, it would be loaded into tankers.

**The Chairman:** Is an exploration agreement a public document?

**Mr. Harrison:** Yes, it is.

**The Chairman:** Is the farm-in agreement a public document?

**Mr. Harrison:** No, the farm-in agreements are not public documents, Mr. Chairman. They are contractual arrangements between the companies concerned. They do require ministerial approval under section 52 of the Canada Oil and Gas Act.

**The Chairman:** They do not become part of the original exploration agreement?

**Mr. Harrison:** No, sir.

[*Traduction*]

**M. Taschereau:** Je ne voudrais pas donner l'impression que tout le monde est nécessairement d'accord sur ce point. Je vous fait part d'un point de vue purement personnel, que je me suis fait après discussions avec des représentants du gouvernement. A mon avis, le gaz de Venture devrait pouvoir être livré en 1989. Dans l'état actuel des choses, ce me semble être une prévision plausible. Tout dépendra de l'état des deux puits que le groupe Mobil est actuellement en train de forer au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. A l'automne, à supposer que ces forages donnent des résultats acceptables, et les spécialistes font preuve d'optimisme à cet égard, on peut raisonnablement s'attendre qu'en 1989, le gaz pourra être livré en Nouvelle-Écosse et vers les marchés du nord-est des États-Unis.

En ce qui concerne Hibernia, il y a deux possibilités. La production pourrait débuter dès 1987-1988 ou au début de 1990. Ne croyez pas que je prends un faux fuyant. Le consortium, dirigé par Mobil, Chevron, Gulf et Petro-Canada, a le choix entre deux possibilités. Il prendra une décision d'ici la fin de l'année au sujet de la première possibilité, qui assurerait une production appréciable, bien qu'il procède actuellement à l'évaluation d'un réservoir complexe qui produit entre 60 000 et 70 000 barils par jour. Pour un champ d'Hibernia, cette production est bien en deçà du potentiel. Il semblerait que c'est la solution pour laquelle on optera afin de connaître les possibilités du réservoir, ou quel en sera le débit entre les diverses sections. On préfèrera peut-être agir de la sorte avant de décider de procéder à d'importants investissements dans la production. C'est pourquoi je dis que la décision pourrait faire en sorte que le champ d'Hibernia soit productif avant la fin de la décennie.

Les entreprises pourraient décider, dans leur sagesse, de parier le tout pour le tout, plusieurs milliards de dollars comme vous le savez, dans l'espoir que le réservoir aura un certain niveau de production. Si les sociétés prennent cette décision, la production pourrait se situer à un niveau de 200 à 300,000 barils par jour dès le début de 1990.

**Le sénateur Kirby:** D'après ce que vous dites, j'en déduis que dans le cas de Venture, le pipe-line serait en place en 1989. Vous semblez indiquer toutefois que la production d'Hibernia ne sera pas acheminée par pipe-line?

**M. Taschereau:** Pour ce qui est de la première possibilité, les ressources ne seraient pas acheminées par pipe-line, mais par pétroliers.

**Le président:** Est-ce qu'un accord d'exploration constitue un document public?

**M. Harrison:** Oui.

**Le président:** Un accord d'affermage est-il un document public?

**M. Harrison:** Non, ce n'est pas un document public, monsieur le Président. Il s'agit d'accords contractuels entre deux entreprises. Il faut cependant obtenir l'approbation du ministre en vertu de l'article 52 de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada.

**Le président:** Ces accords ne sont pas intégrés à l'accord d'exploration initial?

**M. Harrison:** Non, monsieur.

[*Text*]

**The Chairman:** Is the operating agreement a public document?

**Mr. Harrison:** It is not a public document, Mr. Chairman. Both the farm-in agreements and the operating agreements are commercial arrangements between the companies.

**Mr. Taschereau:** They are usually public in the sense that the companies announce them. They have to form a TSE point of view.

**Senator Adams:** I have a short question, Mr. Chairman. What is the company feeling: Is the pipeline a better route to bring it in, particularly from the Beaufort Sea, in the future?

**Mr. Taschereau:** I guess for one thing, the LMG concept in the north was primarily oriented toward the Arctic pilot project. I think I would be right in saying that the Arctic pilot project is basically on hold, because the markets just are not there to support it at this point in the game.

As for shipping it out of the Arctic, the comparison that everyone is comparing the shipment of oil out of the Beaufort through the Northwest Passage with a pipeline down the valley. I guess that one is still very much up in the air for a couple of reasons. Firstly, no one has really come forward with a commercial deposit to warrant going either way. So in many ways it is premature to try to guess what is the right way to go when you have got the commercial deposit to warrant either way; and when you do find the commercial deposit, it might be very clear as to which choice is the right one.

The other thing is that the Beaufort Sea Environmental Assessment Panel under Mr. Tener is due to come down with its recommendations on any transportation modes out of the Arctic—I gather in June, but I have heard that it may be delayed.

**Mr. Ruel:** I believe it will be toward the end of the summer.

**Mr. Taschereau:** So from the COGLA viewpoint, we have not any particular hangup one way or the other. We would tend to sit back and see what the Beaufort Environmental Review Panel will recommend either way. Personally I believe that when you find that commercial deposit, it will dictate which way you will have to go. Then you look at whether or not it is acceptable. If it is not acceptable, you may have to go the other route. In other words, the preferred route might not be the way that the government will allow it to go.

**The Chairman:** I am sure you would not want to leave without discussing the environment. I draw your attention to a statement made by the Minister of the Environment recently with respect to Lancaster Sound. I believe he termed it a biologically exceptional area which would be protected. He repeated that testimony when he appeared before this committee recently. We now have, I believe, an exploration permit covering the Lancaster Sound and it is the intent to proceed through drilling in 1984 or 1985. My question is: What role does COGLA have in resolving this obvious disagreement that seems to be materializing?

**Mr. Taschereau:** I believe we have a key role, along with many others, in advising Mr. Munro. He is the minister who will have to take any final decision there. Again, there is a

[*Traduction*]

**Le président:** Est-ce que l'accord d'exploitation est un document public?

**M. Harrison:** Ce n'est pas un document public, monsieur le Président. Les accords d'affermage et d'exploitation sont des accords commerciaux entre entreprises.

**M. Taschereau:** Ils ont habituellement un caractère public dans la mesure où les entreprises les rendent publics. Elles doivent le faire si elles sont cotées à la Bourse de Toronto.

**Le sénateur Adams:** J'ai une brève question, monsieur le Président. Quel est le point de vue de la société: le pipeline est-il le meilleur parcours pour acheminer le gaz, dans l'avenir, particulièrement de la région de la mer de Beaufort?

**M. Taschereau:** Premièrement, je pense que l'idée du LMG dans le Nord concernait surtout le projet pilote de l'Arctique. Je pense pouvoir affirmer que le projet pilote de l'Arctique est en suspens pour l'instant car les marchés nécessaires n'existent pas à l'heure actuelle.

Pour ce qui est du transport du gaz en provenant de l'Arctique, tout le monde établit une comparaison entre le transport du pétrole de la mer de Beaufort par le passage du Nord-Ouest et l'utilisation d'un pipe-line le long de la vallée. Je suppose que ce dernier projet reste en suspens pour plusieurs raisons. Premièrement, personne n'a encore trouvé de gisement rentable qui justifie l'une ou l'autre solution. Aussi est-il à bien des égards prématuré de faire un choix, puisqu'il n'y a pas encore de gisement rentable qui le justifie; lorsque ce sera fait, le bon choix ira de soi.

Deuxièmement, le groupe d'étude de l'environnement de la mer de Beaufort, dirigé par M. Tener, doit présenter ses recommandations concernant les modes de transport dans l'Arctique, en juin, mais j'ai entendu dire que le dépôt du rapport pourrait être retardé.

**M. Ruel:** Je crois savoir que ce sera vers la fin de l'été.

**M. Taschereau:** Du point de vue de l'APGTC, nous n'avons pas d'idée arrêtée dans un sens où dans l'autre. Nous attendrons les recommandations du groupe d'étude de l'environnement de la mer de Beaufort. Personnellement, j'estime que lorsqu'on aura trouvé un gisement rentable, la décision ira de soi. Encore faudra-t-il décider s'il s'agit d'un gisement acceptable ou pas. Si ce n'est pas acceptable, il faudra peut-être chercher ailleurs. En d'autres mots, le parcours choisi ne sera pas nécessairement approuvé par le gouvernement.

**Le président:** Vous ne voudrez certainement pas quitter sans parler d'environnement. J'attire votre attention sur une déclaration qu'a faite récemment le ministre de l'Environnement au sujet du détroit de Lancaster. Il a affirmé que cette région devrait être protégée à cause de ses ressources biologiques exceptionnelles. Il a d'ailleurs repris les mêmes propos devant ce Comité récemment. Il y a actuellement, sauf erreur, un permis d'exploration qui s'étend au détroit de Lancaster et le forage doit débuter en 1984 ou 1985. Ma question est la suivante: dans quelle mesure l'APGTC peut-elle intervenir pour régler ce conflit que semble se concrétiser?

**M. Taschereau:** Je pense que, comme bien d'autres, nous sommes en mesure de donner des conseils importants à M. Munro. C'est lui qui, à titre de ministre, prendra la décision

[*Text*]

group called CMO, Consolidated Magnorth Oakwood, that were given rights back in the late 1960s and early 1970s to explore in the Lancaster Sound area. They have the same rights under the act as anyone else to come in and renegotiate those rights. We have no right not to renegotiate with them. Right now the area is under an environmental moratorium. CMO is putting on a lot of pressure for the government to decide either to let them explore or reimburse them or something. There is no question that, in our opinion, it is one of the most environmentally important areas in the world. We are fully aware of that. I should like to stress here that COGIA is also mandated to protect the environment. We are not just mandated to get the show on the road at all costs. Our mandate clearly is to respect and protect the environment, the way of life of people, and so on.

Basically the situation is not resolved. There is no requirement for CMO to drill in the kind of time frame you are suggesting, or any kind of time frame at this point. We are looking at the options. We are working it out with the Department of the Environment, with the Northwest Territories government, with our confrères in the Department of Indian Affairs and Northern Development, to try to articulate options to Mr. Munro. One of them is to drill; another is to not allow any drilling forever. Also things in between, such as what environmental issues have been or have not been addressed. All of these things are still being regurgitated within the bureaucracy, trying to articulate some reasonable options for Mr. Munro.

**The Chairman:** If I read you correctly, there is no exploration agreement on Lancaster Sound?

**Mr. Taschereau:** They have the right to renegotiate one, and so far we have just been extending the rights they had up until March, 1982.

**The Chairman:** Do you have the right to modify that agreement?

**Mr. Taschereau:** Yes.

**The Chairman:** If you agree with the Minister of the Environment, it will have to be modified. If I read you correctly, I think you said you agreed that it was an environmentally sensitive area. Do you agree with the Minister of the Environment?

**Mr. Taschereau:** Absolutely; and whether or not any drilling should ever be allowed there, is the question that we are trying to wrestle with.

**The Chairman:** Finally, regarding the environmental revolving fund, I think you administer $15 million of the $30 million. How much has been spent?

**Mr. Ruel:** Mr. Chairman, I should like to give you some background further to what you have already received on this subject. I have read the previous testimony and I believe it would be helpful if I added some further information. First,

[*Traduction*]

finale. Comme je l'ai dit, il existe un groupe appelé CMO, Consolidex-Magnorth-Oakwood, qui a obtenu des droits d'exploration de la région du détroit de Lancaster à la fin des années 60 et au début des années 70. En vertu de la Loi, ce groupe possède, au même titre que d'autres, le droit de renégocier ses droits. Nous ne pouvons refuser de renégocier ces droits. A l'heure actuelle, la région fait l'objet d'un moratoire écologique. Le CMO insiste beaucoup pour que le gouvernement prenne une décision, à savoir lui permettre d'explorer ou le rembourser, ou quelque autre solution. A notre avis, il ne fait pas de doute que cette région est, au plan écologique, l'une des plus précieuses du monde. Nous en sommes bien conscients. J'aimerais souligner que l'APGTC a également le mandat de protéger l'environnement. Nous ne sommes pas seulement mandatés pour lancer la machine à tout prix. Notre mandat consiste clairement à respecter et à protéger l'environnement, le mode de vie des gens, etc.

Essentiellement, la situation n'est pas résolue. Le CMO n'est pas tenu de procéder au forage dans les limites de temps auxquelles vous faisiez allusion ou de respecter quelque autre échéancier. Nous examinons les solutions possibles. Nous y travaillons avec le ministère de l'Environnement, le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, nos collègues du ministère des Affaires indiennes et du Nord en vue de soumettre des solutions possibles à M. Munro. Une de ces solutions consiste à forer; l'autre choix serait d'interdire le forage de façon permanente. Il y a également des points intermédiaires comme, par exemple, déterminer quelles questions écologiques ont ou n'ont pas été réglées. Toutes ces choses font actuellement l'objet de discussions entre les fonctionnaires en vue de soumettre des recommandations censées à M. Munro.

**Le président:** Si je vous comprends bien, il n'y a encore aucun accord d'exploration concernant le détroit de Lancaster?

**M. Taschereau:** Ils ont le droit de renégocier un accord et jusqu'à maintenant nous avons prolongé les droits qu'ils possédaient jusqu'en mars 1982.

**Le président:** Pouvez-vous modifier l'accord?

**M. Taschereau:** Oui.

**Le président:** Si vous vous mettez d'accord avec le ministre de l'Environnement, l'accord devra être modifié. Si je vous ai bien compris, vous avez dit que vous reconnaissez que cette région est une région écologiquement fragile. Êtes-vous d'accord avec le ministre de l'Environnement?

**M. Taschereau:** Tout à fait; et nous tentons de déterminer actuellement s'il faut ou non autoriser le forage dans cette région.

**Le président:** Enfin de compte, en ce qui concerne le fonds de roulement environnemental, je crois que vous gérez 15 millions sur 30 millions de dollars. Comment cet argent est-il dépensé?

**M. Ruel:** Monsieur le président, j'aimerais vous donner des informations générales en plus celles que vous avez déjà reçues à ce sujet. J'ai lu le témoignage précédent et j'estime qu'il serait utile d'y ajouter quelques données. Premièrement, le

[*Text*]

the approach to the funding has been based essentially on the need to carry out various studies. Essentially, on a yearly basis, we identify the priorities to be addressed. We identify, at the same time, the budget necessary to carry out studies to address those priorities. Once that budget has been identified and approved by ministers, it is subject to a levy being applied to the various industries having rights in the Canada lands. So essentially the first period of operations, the first levy, was in August of 1983. Approximately little more than $5 million was levied at that time for both funds, the one associated with EMR and the other associated with the Minister of Indian Affairs and Northern Development. The agreement that was reached on the first levy included approximately more than 30 studies. Those studies are in progress right now. We are at present in the process of identifying the priorities for 1984. A budget will be submitted to ministers in the near future and the levies associated with that budget will also be requested for approval by ministers. We anticipate that the priorities, budget and levies should become effective in approximately two or three weeks time.

**The Chairman:** How much is the budget?

**Mr. Ruel:** The tentative budget at this time is around the figure of $6 million for both funds.

**Mr. Taschereau:** Mr. Chairman, it is important to understand that the Act sets a maximum of $15 million for the south and north. There seems to be a perception that we have to spend $30 million per year or else we are not fulfilling our duties. It is not a question of spending money for the sake of spending money. As Mr. Ruel has articulated, along with industry and with representative from DOE and DFO, we try to articulate what needs to be done, and then go out to get the money to do what needs to be done.

Really, in legal terms the $15 million is not even a cap. It is a cap at any one time, but if you use up $15 million you can go back for more. It is called a revolving fund. There is really no cap on it nor is there any obligation to spend a minimum or a maximum. The obligation is to do the work that has to be done. I think we are doing that in surprisingly quick fashion because the Act was passed in March of 1982. We actually had regulations in place, translated through PCO and through the system, which we all know takes time, within a year. We got it on track and it is well under way and I think the officials have done a heck of a good job to get it up to the level it is at right now, in a bureaucratic sense I am sure some of you understand what I mean.

**The Chairman:** If I misguided Mr. Taschereau with respect to the $30 million I guess it is because I read your press releases which conveyed the impression that it would be $30 million annually.

**Mr. Ruel:** Mr. Chairman, I am sorry that we have given that bad impression because it was not our intetnion. As a matter of fact, it has been designed as a task oriented mission to try to respond to what needs to be done for a decision-making association with oil and gas exploration and development.

[*Traduction*]

mode de financement du fonds est déterminé essentiellement par les besoins de fonds nécessaires pour effectuer les études. Essentiellement, nous établissons les priorités annuelles. Nous fixons en même temps le budget nécessaire pour nous permettre d'effectuer les études concernant les priorités. Une fois le budget établi et approuvé par les ministres, une contribution est imposée aux diverses industries qui possèdent des droits sur les terres du Canada. La première période d'exploitation, la première contribution a eu lieu en août 1983. Un peu plus de 5 millions de dollars ont été perçus pour les deux fonds, celui du MEER et celui au ministère des Affaires indiennes et du Nord. L'accord conclu au sujet de la première contribution portait sur un peu plus de 30 études, actuellement en cours. Nous procédons actuellement à l'établissement des priorités pour 1984. Un budget sera soumis à l'approbation des ministres sous peu, de même que les contributions correspondantes. Nous prévoyons que les priorités, le budget et les contributions seront arrêtés d'ici deux à trois semaines.

**Le président:** Quel est le montant du budget?

**M. Ruel:** Le budget provisoire est d'environ 6 millions de dollars pour les deux fonds.

**M. Taschereau:** Monsieur le président, il importe de savoir que la Loi fixe un maximum de 15 millions de dollars pour le Sud et le Nord. On semble croire que nous sommes tous tenus de dépenser 30 millions de dollars par année pour pouvoir bien nous acquitter de nos obligations. Il ne s'agit pas de dépenser de l'argent pour dépenser de l'argent. Comme M. Ruel l'a expliqué, nous tentons, de concert avec l'entreprise privée et des représentants des ministères de l'Environnement et des Pêches et Océans de définir les besoins pour ensuite obtenir les fonds nécessaires.

D'après la loi, le montant de 15 millions de dollars n'est pas un plafond. S'il faut plus d'argent, on peut toujours en redemander. Cela s'appelle un fonds de roulement. Il n'y a pas vraiment de plafond ni d'obligation de dépenser un minimum ou un maximum. Nus avons comme obligation de faire ce qui doit être fait. Et j'estime que nous nous en sommes tirés avec une rapidité surprenante compte tenu du fait que la loi a été adoptée en mars 1982. En une année, les règlements avaient été adoptés, étaient passés au Conseil privé et avaient franchi les étapes du système, ce qui comme nous le savons tous, prend beaucoup de temps. Nous avons mis les choses en marche et tout va bien; j'estime que le personnel a beaucoup fait pour que les choses en soient où elles sont actuellement sur le plan administratif; vous comprenez certainement ce que je veux dire.

**Le président:** Si j'ai induit M. Taschereau en erreur au sujet des 30 millions de dollars, c'est sans doute parce que j'ai lu vote communiqué qui donnait l'impression d'un budget annuel de 30 millions de dollars.

**M. Ruel:** Monsieur le Président, je regrette que nous vous ayons donné cette fausse impression; telle n'était pas notre intention. En fait, il s'agissait d'une mission visant à tenter de définir ce qui doit être fait pour assurer l'assocation sur le plan décisionnel, de l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz.

[*Text*]

**Senator Adams:** The federal government has a land use planning policy. How effective is that policy in respect to the environmental areas? You were talking about the company fighting for exploration in Lancaster Sound. When someone applies for drilling rights, can they do so in any of the environmental areas?

**Mr. Taschereau:** As you can well imagine, Mr. Chairman, COGLA does not operate in a vacuum. We are talking here as if COGLA decides all these things along with the minister. There are many other departments and groups that have regulatory involvement whether formal or informal. You mentioned the land use planning policy which is clearly part of the Northern Affairs Program where the Northwest Territories government issues the permits to use land for certain purposes. If we approve an exploration program and a land use facility is required, as is often the case when you have to put a road through, for instance—we work very closely with our confrères in the Northern Affairs Department. Before we issue a permit to drill, the company has to have its land use permits and the Coast Guard has to have the Canada Shippping Act in shape and so on.

Exactly where land use planning is at this point vis-à-vis the Lancaster Sound area, I am not sure. Mr. Faulkner will be appearing before your group, I believe, next week, and I am sure he will be happy to respond to that question.

**Senator Adams:** Two studies were made of the Lancaster Sound area. I believe one was the green paper and the other the white paper and I was wondering how much concern there was about the environment in that area.

**Mr. Taschereau:** I think Mr. Ruel is familiar with those two papers. In fact, he used to head up the environmental group in the Department of Indian and Northern Affairs.

**Mr. Ruel:** That is correct.

**Senator Adams:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** I believe that Mr. Clay has some questions.

**Mr. Dean Clay, Chief, Science and Technology Division, Research Branch, Library of Parliament:** Thank you, Mr. Chairman. First I should like to return to a question that Senator Kelly raised concerning COGLA's monitoring of the exploration results under the agreements. When the industry provides you with this information, is it entirely in the form of raw data or do you also receive some interpretative information from the companies?

**Mr. Sherwin:** We receive both. We receive the raw data which we analyze on our own but we also receive the company's interpretation. With specific reference to seismic data, we get the interpretative maps and, quite often, many of the sections are interpreted so that it assists us greatly.

[*Traduction*]

**Le sénateur Adams:** Le gouvernement fédéral possède une politique de gestion des terres. Quelle est l'efficacité de cette politique sur le plan écologique? Vous parliez d'un entreprise qui tente de se réserver l'exploration dans le détroit de Lancaster. Lorsque une entreprise demande des droits de forage, peut-elle le faire dans n'importe quel milieu?

**M. Taschereau:** Comme vous vous l'imaginez bien, mosnieur le président, l'APCGT n'agit pas dans le vide. Nous parlons comme si l'APGTC décide de toutes les choses avec le ministre. Il y a de nombreux autres ministères et groupes qui interviennent dans la réglementation à titre officiel ou officieux. Vous avez parlé de la politique de gestion des terres, qui fait clairement partie du programme des affaires du Nord ou qui relève du gouvernement des Territories, politique en vertu de laquelle les permis d'utilisation des terres sont délivrés dans certains cas. Si nous approuvons un programme d'exploration et que des installations d'utilisation des terres sont requises, ce qui se produit souvent, qu'il s'agisse de construire une route ou autre chose, nous travaillons en étroite collaboration avec nos collègues des Affaires du nord. Avant de délivrer les permis de forage nous nous assurons que le requérant a un permis d'utilisation des terres; la Garde côtière doit s'assurer que la loi sur la marine marchande du Canada est appliquée, etc.

Je ne sais pas exactement où en est exactement la planification sur l'utilisation des terres en ce qui concerne la région du Détroit de Lancaster. Je crois que M. Faulkner comparaîtra la semaine prochaine et je suis certain qu'il sera heureux de répondre à cette question.

**Le sénateur Adams:** Deux études ont été réalisées sur la région du Détroit de Lancaster. Je crois que l'un constituait le Livre vert et l'autre, le Livre blanc. Je me demande dans quelle mesure on s'est soucié de l'environnement dans cette région.

**M. Taschereau:** Si je ne m'abuse, M. Ruel connaît bien ces deux documents. En fait, il dirigeait le groupe qui s'occupait de l'environnement au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

**M. Ruel:** C'est exact.

**Le sénateur Adams:** Merci, monsieur le président.

**Le président:** Je crois que M. Clay désire poser quelques questions.

**M. Dean Clay, chef, division de la science et de la tecnologie, service de recherche, Bibliothèque du Parlement:** Merci, monsieur le président. Tout d'abord, j'aimerais revenir à une question soulevée par le sénateur Kelly au sujet du contrôle que l'A.P.G.T.C. fait des résultats de l'exploration en vertu des accords. Lorsque l'industrie vous fournit ces renseignements, se présentent-ils entièrement sous la forme de données brutes ou bien les compagnies vous en soumettent-elles également certaines interprétations?

**M. Sherwin:** Nous recevons les deux. Nous avons d'une part les données brutes que nous analysons nous-mêmes mais aussi l'interprétation qu'en font les compagnies. En ce qui concerne plus précisément les données sismographiques, nous recevons les cartes interprétatives et, très souvent, un grand nombre de régions sont décrites, ce qui nous aide grandement.

[*Text*]

**Mr. Clay:** I take it then the well logs are uninterpreted, for example, and it is primarily the seismic data that you are receiving interpretations of?

**Mr. Sherwin:** That is correct, although the company will have a descriptive interpretation of the well logs and the results in the well history part which they are required to submit subsequent to the drilling of a well.

**Mr. Clay:** Each of these consortia operating on its tract of lands is going to have its own teams of geologists, geophysicists and engineers doing their interpretative work. With all due regard for the talents of your group, 20 is not a very large number of people to be attempting to cover much of the same ground. Do you do all of your interpretative work in house or do you also collaborate with the Geological survey?

**Mr. Sherwin:** We do all the interpretative work with respect to the prospects. With respect to the overall basin analysis and the geological framework, we ask the Geological Survey to assist us in the more scientific long-term esoteric aspects of the geological interpretation.

**Mr. Clay:** Would you be passing along, for example, your interpretation of their drilling results to assist the Geological Survey in doing its analysis of resource potential so that there is a feedback mechanism here?

**Mr. Sherwin:** Yes, there is. We exchange data with them including data during the confidential period.

**Mr. Clay:** The reason I am a bit curious about this is that if one looks at the funding of the Geological Survey and puts it in constant dollar terms there has been a significant erosion of support for the GSC since about the mid-1970s, and I am wondering if this retrenchment of support for the Geological Survey is reflected in the assistance they are able to provide COGLA in doing this interpretative work. Do you see that in your association with them?

**Mr. Sherwin:** Yes, I do see some difficulty here; however, a proposal involving a larger thrust into Canada lands and to do more work in the frontiers than they have done in the past. A lot of this would be in support of the regulatory process and assistance to COGLA in analysis of the vast amount of the resource data resulting from industry activities.

**Mr. Clay:** You can see, of course, what I am driving at, and that is the resources that the government has access to in order to monitor the effectiveness of the expenditure on Canada Lands.

**Mr. Sherwin:** Yes.

**Mr. Clay:** I will turn now to a couple of other items that you raised in your brief. On page 7 you speak of there having been 99 significant discoveries on Canada Lands, 23 of which have occured under the new regime. To ensure that we are operating with the same terminology, would you, first of all, define

[*Traduction*]

**M. Clay:** Si je comprends bien, les diagrammes résumant les connaissances qu'on a d'un puits ne sont pas interprétées, vous recevez surtout l'interprétation des données sismogrpahiques?

**M. Sherwin:** C'est exact, bien que la compagnie fasse une interprétation descriptive des diagrammes relatifs aux puits et des résultats antérieurs qu'elle est tenue de présenter après avoir procédé aux forage.

**M. Clay:** Chaque consortium dispose, pour étudier son territoire, d'équipes de géologues, de géophysiciens et d'ingénieurs dont le travail est l'interprétation du sol. Avec tout le respect que je dois au talent des membres de votre groupe, je dois dire que 20 personnes ne constituent pas une équipe très nombreuse quand il s'agit de couvrir une grande partie de ce territoire. Faites-vous tous vos travaux d'interprétation dans vos laboratoires ou collaborez-vous également aux études géologiques?

**M. Sherwin:** Nous faisons tous les travaux d'interprétation en ce qui concerne les zones d'intérêt. Pour ce qui est de l'analyse de l'ensemble du bassin et du cadre géologique, nous demandons au groupe d'étude géologique de nous aider lorsque nous en sommes à l'étape des prévisions à long terme qui requièrent des connaissances scientifiques que nous n'avons pas.

**M. Clay:** Lui feriez-vous part, par exemple, de votre interprétation des résultats de ses forages pour l'aider dans son analyse des possibilités d'exploitation afin de favoriser l'échange d'information?

**M. Sherwin:** Oui, nous échangeons des données avec les géologues des compagnies, même lorsqu'elles sont encore confidentielles.

**M. Clay:** Je suis un peu curieux à ce sujet parce que si on examine le financement des études géologiques et si on l'exprime en dollars constants, on note une baisse notable de l'aide fournie par la Commission géologique du Canada depuis le milieu des années 1970 environ. Je me demande si cette réduction du financement se traduit par une diminution de l'aide scientifique fournie à l'A.P.G.T.C. dans son travail d'interprétation. Constatez-vous cela dans vos rapports professionnels avec les géologues des compagnies?

**M. Sherwin:** Oui, j'y vois la difficulté; cependant de pousser ils ont dernièrement proposé plus loin dans les terres du Canada et de faire plus d'études que par le passé dans les terres neuves. Cela entrerait dans une grande mesure dans le cadre du processus de réglementation et d'aide à l'A.P.G.T.C. dans l'analyse qu'elle fait de la vaste quantité de données sur les ressources que l'industrie recueille dans ses travaux.

**M. Clay:** Bien entendu, vous voyez où je veux en venir; voilà sur quoi le gouvernement se base pour contrôler le rendement des dépenses qu'il fait dans les terres du Canada.

**M. Sherwin:** Oui.

**M. Clay:** Je voudrais maintenant passer à quelques autres sujets que vous avez abordés dans votre mémoire. Vous déclarez à la page 7 que le nombre total des découvertes importantes faites dans les terres du Canada s'élève à 99, dont 23 ont eu lieu depuis l'instauration du nouveau régime. Pour être sûrs

[*Text*]

what you mean by significant discovery and a commercial discovery on Canada Lands?

**Mr. Sherwin:** A significant discovery, as defined, is simply the first well on a geological structure that has flowed hydrocarbons on test, oil or gas, in significant amounts. The second criterion is that the well could be put on production at a future date. There is also the indication, and this was incorporated into an earlier definition, that the drilling of additional wells would be warranted. That is no longer within the definition, but it is implied that there would be follow-up drilling from this. A classification of significant discovery in no way implies that the well is commercial or that it will, in the hostile environment of the Canada lands, ever be actually placed on production.

**Mr. Clay:** What then is a commercial discovery?

**Mr. Sherwin:** A commercial discovery goes beyond that and means that if a transportation infrastructure were in place and the markets were available, then that field would warrant the investment of capital to develop it and put it on production.

**Mr. Clay:** In COGLA's view, apart from Hibernia and Venture, how many commercial discoveries have been made on the Canada Lands in total?

**Mr. Sherwin:** Of the 99, there are six and they include, as you have mentioned, the Hibernia, Venture and Norman Wells. They also include three gas fields in the southern part of the mainland territories: Pointed Mountain, which is in production today; Kotaneelee which has been in production intermittently; and a small part of the Beaver River field which has been depleted, and is no longer producing.

**Mr. Clay:** So there is only one other offshore discovery that is considered commercial at this stage?

**Mr. Sherwin:** There are just two offshore discoveries, Venture and Hibernia; the remainder are on land in the Northwest Territories.

**Mr. Clay:** What is the date of the discovery wells for Hibernia and Venture?

**Mr. Sherwin:** 1979 for both of them.

**Mr. Clay:** In other words, so far there are only two commercial discoveries in the offshore, and both of those were made in the pre-NEP régime; is that correct?

**Mr. Sherwin:** That is correct.

**Mr. Clay:** Would it be fair to say that COGLA views the drilling results in the Beaufort as disappointing?

**Mr. Sherwin:** I would say that these results have given us a great deal of information on the potential of the area. We must remember that only 32 structures have been drilled in the Beaufort Sea. As Mr. Taschereau has said, in other areas of the world, such as the North Sea and the Grand Banks, it took many tens of wells before the first commercial oil field was

[*Traduction*]

que nous utilisons la même terminologie, pourriez-vous tout d'abord définir ce que vous entendez par une découverte importante et par une découverte commerciale dans les terres du Canada?

**M. Sherwin:** Pour nous, une découverte importante signifie simplement le premier puits situé foré dans une structure géologique qui a débité, lors des essais, des hydrocarbures, pétrole ou gaz, en quantité notable. Le deuxième critère est que ce puits soit ultérieurement exploité. Il y a, dans l'ancienne définition, l'indice qui garantissait le forage de puits supplémentaires. Cela n'entre plus dans le cadre de la définition, mais elle laisse entendre qu'il y aura des forages supplémentaires en raison de la découverte. Le classement des découvertes importantes n'implique nullement que le puits à des possibilités commerciales ni même qu'il sera exploité, étant donné l'environnement hostile des terres du Canada.

**M. Clay:** Qu'est-ce qu'on entend par une découverte commerciale?

**M. Sherwin:** Une découverte commerciale est plus considérable encore et signifie que s'il existait un réseau de transport et des marchés, le gisement justifierait l'investissement de capitaux requis pour son exploitation.

**M. Clay:** Du point de vue de l'A.P.G.T.C., à part les gisements de Ibernia et Venture, combien de découvertes commerciales ont été faites au total dans les terres du Canada?

**M. Sherwin:** Sur les 99, il y en a six qui comprennent, comme vous l'avez mentionné, les puits Hibernia, Venture et Norman. Elles comprennent également trois champs gazifères dans la partie sud des terres situées sur le continent, à savoir Pointed Mountain, qui est exploité aujourd'hui; Kotaneelee, qui a été exploité de façon intermittente, et une toute petite partie du gisement de la rivière Beaver qui est épuisé et qui ne produit plus.

**M. Clay:** On n'a donc fait qu'une seule autre découverte considérée comme commerciale au large des côtes?

**M. Sherwin:** Il n'y a eu que deux découvertes commerciales au large des côtes, Venture et Hibernia; toutes les autres sont sur le continent, dans les Territoires du Nord-Ouest.

**M. Clay:** En quelle année a-t-on découvert les puits Hibernia et Venture?

**M. Sherwin:** Les deux ont été découverts en 1979.

**M. Clay:** En d'autres termes, il n'y a eu à ce jour que deux découvertes commerciales au large des côtes et toutes les deux sont antérieures au Programme énergétique national; est-ce exact?

**M. Sherwin:** C'est exact.

**M. Clay:** Serait-il juste de dire que l'A.P.G.T.C. considère que les résultats des forages en Mer de Beaufort sont décevants?

**M. Sherwin:** Je dirais que ces résultats nous ont fourni une foule de renseignements sur les possibilités de la région. Nous devons nous souvenir qu'on n'a foré que dans 32 structures géologiques, dans la Mer de Beaufort. Comme l'a dit M. Taschereau, dans d'autres régions du monde, telles que la Mer du Nord et les Grands Bancs, il a fallu plusieurs dizaines de fora-

[*Text*]

found. In the Norwegian North Sea, it took 30 before Ekofisk was found. In the case of the Grand Banks, Hibernia was the forty-first wildcat well to be drilled and the first discovery to be made there. Thirty-two wells really do not tell you the story. As a matter of fact, we do not really think the best structures will be tested until this year or in the next two or three years.

**Mr. Clay:** I recognize that because we saw the same thing in western Canada in the early history of the drilling industry. Has COGLA, by any chance, looked at the cost in constant dollar terms of those 99 significant discoveires and compared the cost with the 23 that occurred under the Post-NEP régime?

**Mr. Sherwin:** Given inflation and the fact that we are moving into more hostile areas, I would say there has been no major escalation in costs. We are moving into very extensive deep drilling.

**Mr. Clay:** So you feel that is responsible for the major increase in the costs?

**Mr. Sherwin:** The largest part of it, yes.

**Mr. Clay:** On page 8 of your brief you have a table which describes the discovered resources of oil and gas in various regions of Canada. Would you describe what you mean by "discovered resources?"

**Mr. Sherwin:** That is, simply, the aggregate of all the significant discoveries and the reserves in each at what we call an average level of expectation or probability, which is 50 per cent. It is often referred to in industry as the "proven and probable reserves." This relates to that aspect in each of those 99 structures.

**Mr. Clay:** Recoverable?

**Mr. Sherwin:** Recoverable, yes, sir.

**Mr. Clay:** Could you further break down that table for the committee and indicate what percentage of the recoverable reserves in each of those areas was established before the NEP and what has been establish since the NEP came into effect.

**Mr. Sherwin:** I do not have that information at my fingertips I think that the one-quarter of the discoveries made small introduction of the NEP would contain about one-quarter of the reserves.

**Mr. Clay:** So it is in proportion.

**Mr. Sherwin:** Yes, although the largest field discoveries on the Canada Lands were made before 1980.

**Mr. Clay:** I would appreciate it if you could pursue that a little further and indicate in a general way if that proportion holds true or not. I understand COGLA began operation in early 1981, but the Canada Oil and Gas Act did not come into effect until 1982. Was there any difference in the way COGLA operated in that first year or in how it operated subsequently?

**Mr. Taschereau:** I came on board in October of 1981. DOGLA was formed not by the passage of the Act but by a

[*Traduction*]

ges avant de découvrir le premier gisement de pétrole commercial. Dans la Mer du Nord, en Norvège, il a fallu forer 30 puits avant de découvrir Ekofisk. Dans le cas des Grands Bancs, Hibernia était le 41e puits de reconnaissance à être foré et constituait la première découverte dans cette région. Trente-deux puits, cela ne veut vraiment pas dire grand-chose. En fait, nous pensons que les structures les plus prometteuses ne seront soumises à essai que cette année ou au cours des deux ou trois prochaines années.

**M. Clay:** Je l'admets étant donné que nous avons vu la même chose dans l'ouest du Canada u tout début de l'industrie de forage. L'A.P.G.T.C. a-t-elle eu par hasard l'occasion d'étudier le coût en dollars constants de ces 99 découvertes importantes et l'a-t-elle comparé à celui des 23 qui ont été faites après l'adoption du Programme énergétique national?

**M. Sherwin:** Compte tenu de l'inflation et du fait que nous pénétrons dans des zones plus hostiles, je dirais qu'il n'y a pas eu d'escalade importante des coûts. Nous entreprenons des forages très profonds.

**M. Clay:** Vous pensez donc que c'est la raison de l'augmentation importante des frais?

**M. Sherwin:** Oui, pour la plus grande part.

**M. Clay:** A la page 8 de votre mémoire, il y a un tableau qui décrit les ressources de pétrole et de gaz découvertes dans diverses régions du Canada. Voulez-vous décrire ce que vous entendez par «ressources découvertes»?

**M. Sherwin:** Il s'agit simplement de l'ensemble de toutes les découvertes importantes et des réserves de chacune et qui sont de ce que nous appelons le niveau moyen prévu ou la probabilité moyenne, qui est de 50 p. 100. Dans l'industrie, ou les appelle souvent «réserves prouvées et probables». L'expression décrit donc chacune de ces 99 structures à cet égard.

**M. Clay:** Sont-elles récupérables?

**M. Sherwin:** Oui, monsieur, elles le sont.

**M. Clay:** Pourriez-vous ventiler ce tableau davantage pour le comité et nous dire quel pourcentage des réserves récupérables dans chacune de ces régions a été établi avant et après l'entrée en vigueur du PEN?

**M. Sherwin:** Je n'ai pas ces renseignements sous la main, mais je pense qu'un quart des découvertes qui ont été faites après l'entrée en vigueur du PEN, correspondent à environ un quart de réserves.

**M. Clay:** C'est donc en proportion.

**M. Sherwin:** Oui, bien que les découvertes les plus importantes faites sur les terres du Canada datent d'avant 1980.

**M. Clay:** Je vous serais reconnaissant de préciser davantage et de nous dire si en général, cette proportion demeure valable. Je crois que l'A.P.G.T.C. a commencé ses travaux au début de 1981, mais que la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada n'est entrée en vigueur qu'en 1982. Y a-t-il une différence entre la façon dont l'A.P.G.T.C. a procédé la première année et la façon dont elle l'a fait par la suite?

**M. Taschereau:** Je suis entré à la Commission en octobre 1981. L'A.P.G.T.C. n'a pas été constituée par l'adoption de la

[*Text*]

Memorandum of Understanding signed by Mr. Lalonde and Mr. Munro on, as I understand, requests from the Prime Minister that went back to 1976 or 1977. It was the intention of this government to pull the two régimes together. There was a régime in EMR for south of 60 and a régime in DIAND for north of 60 which, over the previous 15 years, were diverging in their manner of handling interests in the Canada lands work requirements, and so on.

It was the desire of government to pull it together so that the companies knew what the name of the game was, wherever they were in the Canada Lands. There was nothing magic about the line of convenience.

If my memory serves me correctly, this memorandum of Understanding was signed by the two ministers with the Prime Minister's blessing in about mid-1981. This put COGLA together because, when I came on board in October of 1981, the new offices for COGLA were in place and under way.

The Act was promulgated in Parliament in March of 1982. COGAL got on track knowing full well that the new Act would be in place. We immediately started operating with the companies and negotiating exploration agreements as if the new Act were in place and consummated them as soon as the Act was passed. We started operating in 1981 as if the Act had been passed.

**The Chairman:** Thank you for your brief and for appearing here today. As always, you have responded very promptly to our request. We very much appreciate the sharing of this knowledge. We will not doubt be calling on you, probably informally, in the future. We look forward to continuing to work with you.

**Mr. Taschereau:** Thank you.

**The Chairman:** Honourable senators, we now have with us the representatives from the Department of Energy, Mines and Resources. I would entertain a motion to append their brief to today's proceedings.

**Senator Kirby:** So moved.

**The Chairman:** Is it agreed, honourable senators?

**Hon. Senators:** Agreed.

(*For text of brief, see appendix page 7A:17*)

**The Chairman:** Dr. Hollbach, will you proceed?

**Dr. A. R. Hollbach, Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-petroleum Sector, Department of Energy, Mines and Resources:** I should first like to introduce my colleagues, Mr. Chairman. Seated to my immediate right is Mr. Charles Marriott. Next to him is seated Mr. Bob Schulte. On my left is seated Mr. Arthur LeNeveu.

Mr. Chairman, in view of the large number of individual programs we have, I wondered whether it might not be helpful to the committee if I gave some general background comments on the environment from which these programs emerged and

[*Traduction*]

loi, mais par un protocole d'entente signé par MM. Lalonde et Munro à la suite, d'après ce que j'ai compris, de demandes faites par le premier ministre en 1976 ou 1977. Le gouvernement avait l'intention de fondre les deux régimes en un seul. Il y en avait au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pour ce qui se trouvait au sud du 60$^{ième}$ parallèle et un autre au ministère des Affaires indiennes et du Nord pour ce qui se trouvait au nord du 60$^{ième}$ parallèle. Depuis 15 ans, les deux ministères divergeaient dans leur façon de s'occuper des intérêts consacrés aux travaux dans les terres du Canada, etc.

Le gouvernement désirait les réunir afin que les compagnies sachent à quoi s'en tenir lorsqu'elles se trouvaient dans les terres du Canada. Le 60$^{ième}$ parallèle n'était pas si important que cela.

Si je me souviens bien, les deux ministres ont signé le protocole d'entente vers le milieu de l'année 1981 avec la bénédiction du premier ministre. Cela a constitué l'A.P.G.T.C. parce que quand je suis entré à la Commission, en octobre 1981, le nouvel organisme avait déjà ses bureaux et fonctionnait.

La Loi a été promulguée au Parlement en mars 1982. L'A.P.G.T.C. avait déjà entrepris ses activités, sachant très bien que la nouvelle loi serait adoptée. Nous avons immédiatement commencé à traiter avec les compagnies et à négocier des accords de prospection comme si la nouvelle loi avait été en vigueur et nous les avons conclus formellement dès que la loi a été adoptée. Mais le travail a commencé en 1981, comme si la loi avait été en vigueur.

**Le président:** Je vous remercie de votre mémoire et de votre témoignage. Comme toujours, vous avez répondu très rapidement à notre appel. Nous vous sommes très reconnaissants d'avoir partagé vos connaissances avec nous. Il ne fait pas de doute que nous ferons encore appel à vous à l'avenir, probablement à titre officieux. Nous espérons avoir encore le plaisir de travailler avec vous.

**M. Taschereau:** Merci.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous recevons ce matin les représentants du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Je vous demanderais de proposer une motion portant impression de leur mémoire en annexe aux délibérations d'aujourd'hui.

**Le sénateur Kirby:** Je le propose.

**Le président:** Êtes-vous d'accord, honorables sénateurs?

**Des voix:** D'accord.

(*Le texte du mémoire figure en appendice, à la page 7A:43*)

**Le président:** Monsieur Hollbach, vous avez la parole.

**M. A. R. Hollbach, sous-ministre adjoint, secteur économie d'énergie et substitut du pétrole, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Tout d'abord, je voudrais vous présenter mes collègues, monsieur le président. Immédiatement à ma droite, M. Charles Marriott. A sa droite se trouve M. Bob Schulte. A ma gauche, M. Arthur LeNeveu.

Monsieur le président, en raison du grand nombre de programmes que nous avons, je me demande s'il ne serait pas utile au comité que je décrive de façon générale les circonstances qui ont amené leur création et le principal objectif qu'ils ont

[*Text*]

on the basic thrust that we associate with them today. In that context, it might be useful to mention that they are fairly recent—they all go back to the 1970s—and they are all in response to the oil shocks of the 1970s.

Prior to 1973, energy policy was essentially limited to concerns with conventional energy supply, such as oil, gas and electricity. Not much attention was paid to conservation and alternative sources of energy. After the first oil shock in 1973, energy conservation began to emerge as a public concern. At that time, however, the public tended to associate conservation with discussions of involuntary reductions of energy use—namely rationing—and perhaps changes to life-style, such as turning off lights and living in a cooler house. In the late 1970s there was also increasing interest in an awareness of alternative sources of energy. These I will come back to later.

In 1980, after the second oil shock, the concern shifted to the sheer physical availability of scarce oil resources. Hence, oil substitution became a priority. Conservation and substitution we conveniently group under the heading of energy demand management. Under that heading, however, we still find it useful to treat, conceptually, conservation separately from oil substitution. Conservation is based on concerns about general energy shortages as well as the growing cost of energy. Oil substitution on the other hand, obviously addresses the challenge of being less dependent on foreign imported oil.

So much for the 1970s. Much water has since flowed under the bridge. The concerns over the sheer availability of supply are perhaps not as great today as they were in the last decade. That has significantly affected our main thrust in programs on the conservation side, because today we are concerned mainly with efficient energy demand management. In other words, they key question is: Does it make economic sense to pursue these initiaves? To put it another way, the current energy problem is one of how to best adjust to permanently higher priced oil and other energy sources. Notwithstanding the recent slight decline in these prices, we have to adjust to a permanently higher level of energy cost.

In the context of efficient energy management, we are placing increasing emphasis on the need to enhance economic productivity. We want to increase the income available to individuals for other uses, to reduce the vulnerability to oil shocks, an to avoid economic dislocation associated with large megaprojects. There are a number of beneficial side effects of energy conservation. These were not the original purpose but of conservation they are certainly beneficial in the sense that energy conservation efforts tend to have an extremely high Canadian content. They tend to be labour intensive, and, most important, that labour intensity is well dispersed throughout the population rather than being concentrated in a few areas as, for instance, a tar sands that project would be.

[*Traduction*]

aujourd'hui. Dans ce contexte, il serait utile de préciser qu'ils sont tous assez récents—ils remontent tous aux années 1970—et qu'ils ont tous été mis sur pied à la suite de la crise du pétrole des années 1970.

Avant 1973, la politique énergétique portait surtout sur l'approvisionnement en formes conventionnelles d'énergie, notamment le pétrole, le gaz naturel et l'électricité. On ne prêtait guère attention à la conservation et aux substituts du pétrole. Après la première crise du pétrole, en 1973, la conservation de l'énergie est devenue un sujet d'actualité. A l'époque, cependant, le public avait tendance à associer la conservation aux rumeurs de réduction forcée de la consommation d'énergie—à savoir le rationnement—et peut-être aussi un peu à l'obligation d'accepter de bon gré certains changements à notre mode de vie, notamment de prendre l'habitude d'éteindre les lumières et d'habiter des maisons moins chaudes. A la fin des années 1970, on a manifesté un intérêt accru pour les substituts du pétrole. J'y reviendrai plus tard.

En 1980, après la deuxième crise du pétrole, on s'est plutôt préoccupé de la raréfication des ressources pétrolières. Par conséquent, la recherche de substituts au pétrole est devenue une priorité. L'expression «gestion de la demande en énergie» comprend la conservation et la substitution, ce qui est très pratique, mais nous trouvons quand même utile de distinguer, en principe, la conservation de la substitution, la première découlant de la nécessité de faire face à la pénurie générale d'énergie et à la montée des prix alors que la deuxième vise évidemment à réduire notre dépendance à l'égard du pétrole étranger.

Voilà pour les années 1970. Beaucoup d'eau a coulé sous les ponts depuis. L'accessibilité des réserves pétrolières est peut-être moins préoccupante aujourd'hui qu'à l'époque. Cela a grandement modifié l'objectif principal de nos programmes au chapitre de la conservation parce qu'aujourd'hui, nous nous soucions surtout de contrôler la demande en énergie de façon efficace. En d'autres termes, il s'agit principalement de savoir s'il est justifié, sur le plan économique, de maintenir ces programmes. C'est donc dire que notre problème dans le domaine de l'énergie consiste maintenant à trouver le meilleur moyen de nous adapter à l'augmentation continuelle des prix du pétrole et et d'autres sources énergituques. En dépit de la légère baisse qu'ils accusant depuis quelques temps, nous devons nous attendre à ce que l'énergie coûte toujours de plus en plus cher.

Dans le contexte de la gestion efficace de l'énergie, nous insistons de plus en plus sur la nécessité de rendre nos méthodes de production plus économique d'accroître chez les particuliers la partie de leurs revenus qu'ils pourront utiliser à d'autres fins, qu'à l'achat d'énergie de réduire notre vulnérabilité pendant les crises pétrolières et d'éviter les chambardements économiques qui accompagnent toujours les mégaprojets. La conservation de l'énergie a des effets secondaires bénéfiques qui ne constituent pas son objectif premier, mais qui ont certainement leur utilité dans la mesure où les initiatives dans ce sens ont ordinairement un contenu canadien très élevé. Elles requièrent ordinairement une main-d'œuvre abondante et, surtout, cette forte demande en main-d'œuvre est bien répartie dans tout le pays plutôt que d'être concentrée dans quelques régions comme ce serait le cas, par exemple, d'un projet d'exploitationdes sables bitumineux.

[*Text*]

I will put forward just a few brief illustrations of this. After several years of attempts to achieve a greater degree of conservation, we find, with the benefit of hindsight, that the initial efforts were slow to take hold. As a result, we are fairly confident that the total potential for energy conservation measures in the economy to date is still quite substantial. For example, energy use in the home can potentially be reduced by another third, and that at a cost of, perhaps, less than half the existing oil and gas price equivalent. Similarly, in the industrial sector, virtually all feasible industrial conservation investments, if amortized over a 10-year period, would cost less than $20 per barrel of oil equivalent. Also, as far as new housing starts are concerned, homes can now be built much more economically and be operated with much greater energy efficiently than in the past. Here, again, we foresee substantial potential for cost reductions.

Turning to off-oil initiatives, here, too, we see yet a further significant potential for conversion off-oil to gas and electricity, particularly in British Columbia, Ontario and Quebec. The gains from efficient energy management can be quite substantial. Just to give a very rought order of magnitude—which is not, I should emphasize, a precise forecast, by the year 2000, very effective energy management could reduce total energy use by as much as the equivalent of some 40-odd electric generating stations at 2,000 megawattseach. It could reduce total oil consumption by the equivalent of two oil sands plants of 125,000 barrels per day.

In the area of management, we are currently running about 18 programs, the bulk of which are aimed at the residential sector. CHIP, the Canadian Home Insulation Program, and the off-oil conservation program, between them, run to about $350 million a year. In that residential sector, it might be worth mentioning that the existing housing stock in Canada today is about eight million homes. Eighty per cent of those homes will be there by the year 2000. In other words, when we look at the housing stock for the year 2000, 80 per cent has already been built prior to 1984. The potential for a retrofit work on the existing housing stock remains quite significant and worthwhile.

Turning to new housing, units are being added at the rate of between 150,000 to 200,000 per year. Unfortunately, because of delays in changing well-ingrained habits, only a small percentage of houses built today are built to the latest superenergy efficient technology. This is clearly a point that we are trying to address with our programs.

The last example I gave is perhaps indicative of the kind of barriers that we are trying to break down with these programs. In an ideal, perfect world, if the economy were a mathematical

[*Traduction*]

Je vais vous en donner un ou deux exemples. Après avoir tenté pendant plusieurs années d'en arriver à une meilleure conservation de l'énergie, nous nous rendons compte, avec le recul que nous avons, que nos premiers programes étaient lents à s'imposer. Par conséquent, nous avons d'assez bonnes raisons de penser que les nouvelles mesures de conservation de l'énergie qui ont été prises à ce jour offrent encore d'excellentes possibilités. Par exemple, on pourrait réduire d'un autre tiers la consommation de l'énergie dans les foyers et ce peut-être même à un coût égal à moins de la moitié du prix actuel du pétrole et du gaz. De même, dans le secteur industriel, presque tous les investissements qu'il soit possible de faire dans la conservation de l'énergie en milieu industriel, s'ils étaient amortis sur une période de dix ans, coûteraient moins de $20 pour chaque baril d'un substitut du pétrole. En outre, en ce qui concerne les nouvelles mises en chantier dans le domaine de la construction domiciliaire, on peut maintenant construire des maisons beaucoup plus économiques et moins gourmandes d'énergie que dans le passé. Ici, encore, nous prévoyons des économies possibles considérables.

Parlons maintenant des intiatives de substitution d'autres formes d'énergie au pétrole. Nous percevons également dans ce domaine de grandes possibilités de conversion par la substitution du gaz naturel et de l'électricité a pétrole, surtout en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec. Les économies à tirer d'une bonne gestion de l'énergie peuvent être considérables. Pour dire de façon très approximative de quel ordre elles pourraient être—je dirais que d'ici l'an 2000, une gestion très efficace de l'énergie pourrait réduire notre consommation totale dans une proportion équivalent à la production de quelques 40 centrales hydroélectrique générant 2000 mégawatts chacune. Ces initiatives pourraient réduire notre consommation totale de pétrole dans une proportion équialant à la production de deux usines de traitement de sable bitumineux d'une capacité quotidienne de 125 barils chacune.

Quand au gouvernement, il subventionne actuellement près de 18 programmes dont la plupart visent directement le secteur résidentiel. Le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et le programme de conservation de l'énergie par l'usage de substituts du pétrole coûtent, à eux deux, environ 350 millions de dollars par année. Toujours dans le secteur résidentiel, il conviendrait de souligner qu'il y a environ 8 millions de maisons au Canada aujourd'hui. Quatre-vingt pour cent d'entre elles existeront toujours en l'an 2,000. En d'autres termes, 80 p. 100 du nombre des maisons qui existeront en l'an 2000 auront été construites avant 1984. La contribution des efforts que nous avons faits dans le domaine de l'isolation des maisons jusqu'à maintenant demeure importante et valable.

Quant aux mises en chantier, on construit de 150,000 à 200,000 nouvelles maisons pas année. Malheureusement, en raison du temps que nous mettons à modifier des habitudes bien ancrées, un petit pourcentage seulement des nouvelles maisons sont construites selon le tout dernier cri en matière de technologie de conservation de l'énergie. Il va sans dire que nos programmes visent à modifier cet état de choses.

Mon dernier exemple illustre peut-être bien le genre d'obstacles que nous tentons d'abattre à l'aide de ces programmes. Dans un monde idéal et parfait où l'économie serait un modèle

[*Text*]

model, price signals alone should suffice in communicating information to consumers and homeowners to make the right decisions in their energy expenditures and use. But in practice, this just does not happen. There are price distortions which give inappropriate market signals. There is a great deal of uncertainty about the future of prices. Most importantly, there is a lack of information, and inadequate financing often causes impediments. In addition, the supply industry in the conservation area, unlike the conventional supply area, is fragmented and often inexperienced. This is really the main area in which our conservation and off-oil programs are concentrated and the main obstacles which these programs are currently trying to address.

I should perhaps mention that having gained experience with the operation of these programs, we are increasingly impressed by the need for, and the efficiency of, greater provision of information. Many homeowners, for instance, do not do retrofit work, or they do it incorrectly, because they do not quite know what to do; and even if they know what to do, they may be deterred from undertaking a retrofit project simply because they do not have the money; and even though they might save the expenditure within two winter seasons, they may still not do it simply because the fuel bill saved next year, for a lot of people, is not quite as real as the $1,500 they may have to plunk down this year in order to achieve savings in future years. That is really where grants have helped in the past and are likely to continue to provide an impetus to greater home energy management measures.

I should now like to spend a further minute in talking about the government's thrust in the alternative energy area. My sector is responsible not only for conservation and oil substitution, but also for alternative sources of energy, both conventional and non-conventional. It is the more non-conventional that I would like to talk about.

Back in the mid-to-late-1970s it was recognized that it would be desirable, in the long-term, to diversify the source of energy supply by tapping renewables such as waste products, solar and so on. That led, in 1978, to the government's first major program package, a five-year, $380 million program consisting of three main components: the PUSH program, which is an acronym standing for Purchase and Use of Solar Heating, $125 million; the FIRE program, which stands for Forest Industry Renewable Energy, $103 million; and the CREDA program, for $114 million. CREDA stands for the conservation renewable energy demonstration agreement. The NEP added to this by expanding the FIRE program and adding the new Remote Community Demonstration Program that was designed to specifically address problems in communities

[*Traduction*]

mathématique, les prix devraient suffire à eux seuls à communiquer aux consommateurs et aux propriétaires assez d'information pour leur permettre de prendre les bonnes décisions dans leur consommation et leurs dépenses d'énergie. Mais en pratique, cela n'est tout simplement pas le cas. Les prix sont sujets à des distortions qui faussent les données du marché. Il est très difficile de prévoir ce que seront les prix de l'énergie à l'avenir. Le plus important, cependant, c'est que nous manquons d'information et qu'une insuffisance de financement fait souvent obstacle à la découverte de nouvelles formes d'énergie. En outre, l'industrie des nouvelles formes d'énergie, contrairement à l'industrie des formes conventionnelles d'énergie, est fragmentée et souvent inexpérimentée. Nos programmes de conservation et de substitution d'énergies nouvelles au pétrole sont surtout concentrés sur ce domaine puisque c'est là que résident les principaux obstacles à abattre.

Il convient peut-être de mentionner qu'avec l'expérience que nous avons de l'administration de ces programmes, nous sommes de plus en plus impressionnés par le besoin croissant d'information et l'efficacité d'une meilleure sensibilisation de la population. Par exemple, de nombreux propriétaires ne rénovent pas leurs maisons ou le font incorrectement parce qu'ils ne savent pas très bien comment s'y prendre; même lorsqu'ils le savent, ils peuvent être dissuadés d'entreprendre les travaux pour la simple raison qu'ils n'en ont pas les moyens et même s'ils savent qu'ils recouvreront peut-être leur investissement en deux ans, grâce aux économies qu'ils réaliseront, ils refusent quand même d'isoler leur maison parce que pour beaucoup d'entre eux, les économies d'énergie qu'ils réaliseront l'année suivante ne sont pas tout à fait aussi réelles que les $1,500 qu'ils doivent dépenser l'année même pour être en mesure d'économiser par la suite. Voilà où les subventions se sont révélées utiles dans le passsé et comment elles sont susceptibles de continuer d'encourager les Canadiens à prendre des mesures vigoureuses pour réduire leurs factures de chauffage domestique.

Je voudrais maintenant parler pendant quelques minutes des efforts déployés par le gouvernement dans le domaine des énergies de remplacement. Mon secteur est chargé non seulement de la conservation de l'énergie et des substituts du pétrole, mais aussi des énergies de remplacement, tant conventionnelles que non conventionnelles. C'est surtout de ces dernières que je voudrais vous parler maintenant.

Du milieu des années 1970 jusqu'à la fin de la décennie, on reconnaissait qu'il serait souhaitable, à long terme, de diversifier nos sources d'énergie en mettant à profit des formes d'énergie renouvelables comme les produits dérivés, l'énergie solaire, etc. Cette constatation a conduit, en 1978, au premier programme gouvernemental d'importance, un programme quinquennal de 380 millions de dollars en trois parties: le programme PAUES, l'acronyme de Programme d'achat et d'utilisation d'équipement solaire, de 125 millions de dollars; le programme PRERIF ou Programme des ressources énergétiques renouvelables de l'industrie forestière, de 103 millions de dollars; et le programme EPDER de 114 millions de dollars. EPDER signifie Ententes concernant les projets de développement et de démonstration en matière d'économie d'énergie et d'énergie renouvelable. Le NPE a ajouté à ces efforts en déve-

[*Text*]

that are neither connected to the hydro grid, nor have access to local natural gas.

Also, a number of initiatives were launched in the transportation sector. I will come back to that in a moment. To return to solar for a moment, last year PUSH was replaced by a five-year $79 million Solar Research Development and Demonstration program, and the CREDA program was combined in a new $80 million ENERDEMO Canada Program. The latter makes demonstration projects available on the federal delivery, where they had been delivered on a federal-provincial basis earlier.

What we have in the alternative fuel area is a range of initiatives all the way from straightforward incentives similar to CHIP, to people to use "here and now" technology through programs designed to demonstrate how certain techniques can best be used, to administration of R&D funds that are aimed at longer term prospects such as photovoltaics hydrogen and so on. That is perhaps best illustrated in the transportation fuels area. We have launched one program, namely, the propane conversion program, which was clearly designed to overcome the initial obstacles to the acceptance of propane as a viable transportation fuel.

In devising such a program, one has to be very careful that it addresses only that segment of the population that can make proper use of it. Not everyone can have a propane vehicle, because the range is shorter—the distribution facilities are not as large as for conventional gasoline. For that reason, a program of that kind was initially limited to commercial fleet operators. More recently we have introduced a similar comparable program to encourage the use of natural gas. The technology has reached the point where in a number of situations—again fleet use and also some private automobile use—compressed natural gas is a viable alternative to conventional gas.

We are doing and supporting R & D work on methanol. That is the next link in the chain. Methanol may become a practical reality within perhaps less than five years. It is not a reality due to price and some technical reasons, but, by and large, the use of methanol as a transportation fuel has already reached the point that where in terms of cost, it is roughly comparable to gasoline. The main obstacle to its more extensive use in transportation is principally one of capital investments required for infrastructure distribution systems and certain modifications that would be required to the existing distribution system. Therefore, we do not see methanol as a very near-term alternative unless, of course, there is another

[*Traduction*]

loppant davantage le programme PRERIF et en y adjoignant le nouveau PDCE, ou Programme de démonstration dans les communautés éloignées, qui visait à résoudre les problèmes qu'éprouvent les communautés qui ne sont pas desservies par les compagnies d'électricité ou de gaz naturel.

En outre, un certain nombre d'initiatives ont été prises dans le domaine des transports. Je vais en reparler dans un moment. Pour revenir à l'énergie solaire, l'an dernier, le programme PAUES a été remplacé par un programme quinquennal de 79 millions de dollars intitulé Programme de recherche, de développement et de démonstration de l'énergie solaire et le programme EPDER a été combiné à un nouveau programme de 80 millions de dollars intitulé ENERDEMO Canada qui autorise le gouvernement fédéral a mettre sur pied des projets de démonstration qui n'étaient possibles jusque là qu'en vertu d'ententes fédérales-provinciales.

Dans le domaine des énergies de remplacement, nous avons diverses initiatives, depuis le simple encouragement financier du genre du programme d'isolation des maisons, qui vise à amener les gens à recourir dès maintenant à une nouvelle technologie par l'intermédiaire de programmes conçus pour démontrer la meilleure utilisation à faire de certaines techniques, jusqu'à l'octroi de subventions à la recherche et au développement qui servent à financer des projets à long terme dans les domaines de la photovoltaïque, de l'hydrogène, etc. Le secteur des carburants pour les transports en fournit peut-être le meilleur exemple. Nous avons mis sur pied un programme de conversion au gaz propane qui était conçu pour surmonter les réticences du début à l'acceptation du gaz propane comme forme rentable de carburant pour les moyens de transport.

Lorsqu'on conçoit un programme de ce genre, on doit veiller de très près à ce qu'il ne s'adresse qu'à la tranche de la population qui en fera un bon usage. Tout le monde ne possède pas un véhicule fonctionnant au gaz propane parce que l'autonomie de ces véhicules est moins grande et que les points de ravitaillement ne sont pas aussi nombreux que les stations-service où on vend de l'essence conventionnelle. Pour cette raison, ce programme a d'abord été conçu à l'intention des transporteurs commerciaux. Depuis, nous avons présenté un autre programme du même genre qui vise à promouvoir l'emploi de gaz naturel. La technologie a évolué à tel point que dans de nombreux cas, chez les transporteurs commerciaux, bien entendu, mais aussi chez certains particuliers, le gaz naturel comprimé représente une solution de rechange rentable à l'essence conventionnelle.

Nous faisons nous-même de la recherche et du développement sur le méthanol et nous finançons d'autres projets dans ce domaine. C'est le prochain maillon de la chaîne. Dans moins de cinq ans, le méthanol sera peut-être une réalité pratique. Il ne l'est pas encore à cause de son prix et pour certaines raisons d'ordre technique, mais en général, l'emploi du méthanol comme carburant dans le transport a déjà atteint un stade où son prix est comparable à celui de l'essence. Le principal obstacle à l'expansion de son usage dans les transports réside dans l'importance des capitaux qu'il est nécessaire d'investir pour établir l'infrastructure du réseau de distribution et apporter certaines modifications au réseau actuel. Par conséquent, le méthanol ne sera donc pas une solution de rechange à très

[*Text*]

significant price shock which could bring about methanol into use sooner than we anticipated.

Much further down the line are fuels such as hydrogen. It is really only at this stage the object of R & D. The commercial viability of hydrogen is quite some distance in the future, probably sometime beyond the year 2000.

I should like to comment briefly on one type of demonstration program exemplified by the old CREDA program. Programs of that kind and the new solar programs are difficult to evaluate; you cannot just count the number of projects financed and since there are 100 this year, therefore, the program was a success or a failure.

When you try to convert houses from oil to gas you start out with a number of homes on oil at the beginning of the program, but at the end of the program you count the number of homes still on oil and then you can judge whether that program was successful or not. In the demonstration area, it is similar to drilling a dry well. Some demonstration projects are not going to have commercially meaningful results. But they have added to experience but in a program sense they are not necessarily a failure since it was the purpose of the program to test technology to see in what circumstances it can most practicably be used. However, our experience has been that a fairly large percentage of these projects demonstrate something useful which can then be used elsewhere. While our demonstration programs are designed to finance first-time use of technology in specifically defined and formulated projects, the idea is that the knowledge and experience gained would be available to others and could be copied freely in similar situations.

Mr. Chairman, that just about brings me to the end of what I wanted to say. In summary, we feel quite strongly that efforts in conservation and in the search for commercially viable alternative sources of energy, we must not relax our efforts just because current oil prices are not increasing. If we did, we would lose time and we would simply be left much further behind the next time we are experiencing another price escalation. I am not in the forecasting business and I understand that some estimates of when this may happen range anywhere from three years to five or ten years. But I think there is very little disagreement that energy prices generally will remain more or less at the present levels and will eventually rise still further. Any measures that we can now take in making the public more aware of doing things more efficiently through conservation, will be of enormous benefit in the future. Thank you, Mr. Chairman.

[*Traduction*]

court terme à moins, évidemment, qu'il n'y ait encore une hausse importante des prix du pétrole, ce qui aurait pour effet de hâter l'emploi du méthanol par l'industrie.

On songe également à des carburants comme l'hydrogène, mais nous n'en sommes encore qu'à l'étape de la recherche et du développement. L'hydrogène ne sera pas commercialement rentable avant plusieurs années, probablement pas avant l'an 2000.

Je voudrais parler brièvement d'un type de programme de démonstration dont un bon exemple est le vieux programme EDPER. Il est difficile d'évaluer l'utilité de programmes de ce genre et des nouveaux programmes relatifs à l'énergie solaire, qui sont souvent dans la même catégorie, en ce sens qu'il ne suffit tout simplement pas de compter les projets qui ont été financés; comme il y en a eu 100 rien que cette année, tout ce que je peux dire, c'est que le programme dont je veux vous parler a été un succès ou un échec.

Quand on veut amener les propriétaires à chauffer leurs maisons au gaz plutôt qu'à l'huile, on compte le nombre de maisons qui sont chauffées à l'huile au moment où le programme entre en vigueur et une deuxième fois au moment où il prend fin et on est alors en mesure de voir si le programme a été un succès ou un échec. Les programmes de démonstration ressemblent d'assez près au forage d'un puits sec. Certains projets de démonstration n'auront jamais de résultats significatifs sur le plan commercial. Toutefois, ils ont accru notre expérience et, en tant que programmes, ils ne sont pas nécessairement des échecs en ce sens que leur objet était de faire l'essai de nouvelles technologies pour voir dans quelles circonstances elles étaient le plus utiles. Par contre, nous avons constaté qu'une assez bonne partie de ces projets nous permettent de faire des découvertes utiles qui peuvent être mises à profit ailleurs. Un programme de démonstraton sert à financer la première expérience d'une technologie donnée dans le cadre de projets très définis, mais il est évident que nous comptons aussi en tirer des connaissances et une expérience qui se révéleront utiles dans d'autres projets et que nous aurons toute liberté de mettre à profit dans d'autres situations du même genre.

Monsieur le Président, me voilà à la fin de mon exposé. Qu'il me suffise de dire, pour présumer, que nous sommes convaincus de la nécessité de maintenir nos efforts dans le domaine de la conservation et de la recherche de nouvelles formes d'énergie qui soient commercialement rentables et ce, même si les prix du pétrole ont actuellement tendance à diminuer. Si nous relâchions nos efforts, nous perdrions du temps et nous aurions simplement beaucoup plus de retard à rattraper dans l'éventualité d'une autre grande hausse des prix. Bien que je ne sois pas prévisioniste, je crois savoir que selon certains spécialistes, cela pourrait arriver de nouveau dans trois, cinq ou dix ans, mais à mon avis, tous s'entendent pour dire qu'en général, les prix de l'énergie demeureront plus ou moins à leurs niveaux actuels et augmenteront de nouveau tôt ou tard. Toutes les mesures que nous prenons dès maintenant pour sensibiliser le public à la nécessité d'utiliser plus efficacement leurs ressources énergétiques par la conservation seront immensément profitables à l'avenir. Je vous remercie, monsieur le Président.

[*Text*]

**Senator Kelly:** Dr. Hollbach, I should like to get back to the base from which you started to develop your programs. Some years ago I saw some very interesting statistics on the per capita energy use in North America opposite western Europe. There was a very substantial difference in price paid for energy in western Europe. I remember the contrast was quite startling. Do you have such figures?

**Dr. Hollbach:** I do not have them with me, but that has been a matter of concern to the department. Actually, Dr. Good is probably more knowledgeable on that than I am. My recollection is that a few years ago we were the highest per capita user of energy in the western world. That was the case even after making allowance for a few obvious factors, such as coldness of climates distance of transportation and, very importantly, energy intensity of indigenous industries like aluminum and smelting, compared with other countries, Canada was at a point in a frequency distribution band, way above the others. By making these adjustments you brought Canada a little further down but, still we were near the top of that range for western industrialized countries. Mr. Chairman, I for one would be loath, notwithstanding the warm words that I have just spoken in support of conservation, to dare to claim that conservation has changed that significantly because I do not know. All we really know is that energy consumption has nosedived, but I have not yet seen anywhere an analysis that differentiates that reduction in demand as being attributable to conservation versus a downturn in economic activity. I strongly suspect that we will have to see a year or so later after the economy has turned up again how much of that reduction is permanent. I believe that a substantial part of it probably is permanent, but it is very hard to measure now. I suspect that there is really no substitute for observation after a period of time.

**Senator Kelly:** Thank you. What I am getting at, and I think you have certainly answered the first part of my question, is that you did discover those figures and that is your starting point. It would be helpful to this committee if you could supply us at a future date with that information on the relationship because I think that is interesting.

**Dr. Hollbach:** Certainly.

**Senator Kelly:** Did you also analyze energy use in this country by sectors, for instance, the transportation and manufacturing? In other words, did you target in on the larger use areas and attack the exercise from that standpoint because you could easily be accused of having a very interesting project, a large budget and let us canter around to see whether we can discover a little of this and a little of that but not relating anything in the way of cost benefits. Would you be able to show us that you actually did attack the areas where the greatest benefit could occur at the earliest time?

[*Traduction*]

**Le sénateur Kelly:** Monsieur Hollbach, je voudrais revenir à la base à partir de laquelle vous avez conçu vos programmes. Il y a quelques années, j'ai vu des statistiques comparatives très intéressantes sur la consommation d'énergie par habitant en Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest. Il y avait une différence très marquée entre le prix de l'énergie chez nous et en Europe. Je me souviens que le contraste était frappant. Avez-vous encore des statistiques de ce genre?

**M. Hollbach:** Je n'en ai pas ici, en ce moment, mais ces statistiques ont préoccupé le ministère. En fait, M. Good en sait probablement plus long que moi la-dessus. Si je me souviens bien, il y a quelques années, nous avions le taux de consommation d'énergie par habitant le plus élevé du monde occidental et cela, même lorsqu'on tenait compte de certains facteurs inévitables, comme le climat plus froid, les distances à couvrir dans le transport, et, ce qui est très important, la voracité énergétique de certaines de nos industries, comme les alumineries et les fonderies; lorsque l'énergie était utilisée à cette fréquence, nous étions les plus grands consommateurs et, après avoir fait les rajustements nécessaires, le taux de consommation par habitant au Canada baissait un peu, mais nous restions près du premier rang parmi les pays industrialisés de l'hémisphère occidental. Monsieur le Président, abstraction faite des bonnes paroles que je viens d'avoir à l'appui de la conservation, j'hésiterais personnellement à prétendre qu'elle a beaucoup changé cet état de choses parce que je n'en sais rien. Tout ce dont nous sommes certains, c'est que la consommation d'énergie a diminué de façon très marquée, mais je crois que personne n'a encore fait d'analyse poussée distinguent la part de la réduction de la demande qui est attribuable à la conservation et celle qui découle de la récession économique. Je crains que nous ne devions attendre un an ou plus après la reprise économique pour voir dans quelle mesure cette réduction de la consommation d'énergie se maintiendra. Je crois que pour une bonne part, elle est permanente, mais pour l'instant, il est difficile de dire dans quelle mesure. A mon avis, aucune méthode n'est aussi exacte que l'observation avec un certain recul.

**Le sénateur Kelly:** Je vous remercie. Ce à quoi je veux en venir—et vous avez répondu à la première partie de ma question—c'est que vous avez découvert ces chiffres et qu'ils vous servent de point de départ. Le Comité vous serait très reconnaissant si vous pouviez lui fournir ces chiffres comparatifs parce que je crois qu'ils seraient révélateurs.

**M. Hollbach:** Certainement.

**Le sénateur Kelly:** Avez-vous également fait une analyse sectorielle de la consommation d'énergie au Canada, dans les secteurs du transport et de l'industrie de fabrication par exemple? En d'autres termes, avez-vous concentré votre étude sur les secteurs qui consomment le plus et fait votre analyse à partir de là? On pourrait facilement vous accuser d'avoir lancé un projet très intéressant doté d'un gros budget et de vous être contenté de fouiner un peu à droite et à gauche et de faire des constatations intéressantes sans pour autant être en mesure de tirer des conclusions sur le rapport entre le coût de la conservation et ce qu'elle rapporte. Pourriez-vous nous prouver que vous avez surtout concentré vos efforts sur les domaines où on

[*Text*]

**Dr. Hollbach:** I would like to be able to say that we did things, ever since 1973, on a totally rational, highly well-planned basis exactly as the senator suggests. I would, however, be distorting the truth to some extent. In the early years, many programs were created and implemented simply because people in the field knew there was an opportunity. However, looking back, most of those programs were created fairly quickly without the benefit of the kind of in-depth analysis that you have just mentioned. We have, of course, done exactly that through the evaluation of the effectiveness of these programs, done exactly that. We have, today, a fairly good perception of what the potential is in the various sectors. We know more about more sectors than others. As an example, we think we have quite a sophisticated knowledge of the domestic housing stock simply because we did a two-year evaluation and spent a lot of money finding out exactly what sort of houses people live in.

However, it is more difficult to quantify that situation in industry although we have, for a number of years now, a very worthwhile initiative in collaboration with industry. There are 22 energy task forces that have done an enormously good job in breaking down the attitudinal barrier as well as the information gap that might have existed. Again, this is something that is difficult to measure at any point in time because it is a program that created awareness.

The astonishing thing was that engineers running a factory-floor operation, assembly line or whatever, were very intent on making sure that the system worked well in an engineering sense, but they never bothered to find out how much energy that process consumed. Now, a whole new generation of engineers is coming on stream, who are much more energy-conscious and who are designing the least-energy-cost factor into whatever process they are developing. This was addressed in one major program early on, namely, the energy bus program which was one of the earliest federal conservation initiatives. Someone developed a computer program and put the computer in a bus which went around the various factories, schools and so on, to make an energy audit. The key to effective conservation measures is the energy audit.

In the private industrial sector, just providing the information and showing how to approach an energy audit may be sufficient. Then the company can pick up the conversion or conservation projects in its ordinary capital budget without further significant subsidies. I believe in the maritimes we do also make a grant available to businesses to start the fly wheel going. The main purpose we see for these programs is to get

[*Traduction*]

pourrait réaliser les économies les plus considérables le plus rapidement?

**M. Hollbach:** J'aimerais pouvoir vous dire que depuis 1973, nous avons fait les choses selon un plan totalement rationel et très bien établi, mais ce serait dénaturer quelque peu les faits. Au début, de nombreux programmes ont été créés et mis en vigueur pour la simple raison que les gens qui travaillaient dans ce domaine savaient qu'il y avait quelque chose à faire. Cependant, quand on regarde en arrière, on voit que ces programmes ont pour la plupart été créés assez rapidement sans qu'on n'ait d'abord procédé aux analyses approfondies dont vous venez de parler. Évidemment, depuis que nous avons évalué l'efficacité de ces programmes, nous avons fait une analyse détaillée. Aujourd'hui, nous avons une assez bonne idée des possibilités qu'offre chaque secteur. Nous en savons plus long sur certains secteurs que sur d'autres. Par exemple, nous avons des données très détaillées sur le logement au Canada parce que nous avons fait une étude de deux ans et dépensé beaucoup d'argent pour savoir exactement dans quels genres de logement les gens vivent.

Par contre, il est plus difficile de faire des études quantitatives de ce genre sur l'industrie même si cette dernière et nous unissons nos efforts depuis plusieurs années maintenant. Cette collaboration est d'ailleurs très précieuse. Vingt-deux groupes de travail sur l'énergie ont beaucoup contribué au succès de ces programmes en brisant des obstacles créés par nos attitudes et en comblant les lacunes qui auraient pu exister sur le plan de l'information. Là encore, il nous est difficile d'évaluer à un moment ou à un autre les progrès réalisés jusque-là parce que le programme a sensibilisé tout le monde.

Ce qui est étonnant, c'est que des ingénieurs qui dirigeaient des opérations dans les usines, c'est-à-dire des chaînes d'assemblage ou autres opérations du même genre, tenaient beaucoup à faire en sorte que les systèmes qu'ils avaient conçus fonctionnent bien, mais ne s'étaient jamais souciés de savoir combien d'énergie ils consommaient. Maintenant, on assiste à l'apparition de toute une nouvelle génération d'ingénieurs qui tiennent beaucoup plus compte de la consommation d'énergie et qui s'efforcent de concevoir les procédés industriels les plus économes possible en énergie. Ce problème a été abordé dès le début dans le cadre d'un programme important, à savoir, le programme de création d'un autobus économique qui a constitué l'une des premières initiatives du gouvernement fédéral dans le domaine de la conservation de l'énergie. Un ingénieur a d'abord créé un programme d'ordinateur. L'ordinateur a été installé à bord d'un autobus qui s'est rendu à divers endroits, comme des usines, des écoles, etc., et on a ensuite vérifié la somme d'énergie consommée. La meilleure façon de concevoir des mesures de conservation efficaces est de vérifier la consommation.

Dans l'industrie privée, il serait peut-être suffisant d'informer les gens et de leur montrer comment vérifier leur consommation d'énergie. Puis l'entreprise peut poursuivre les programmes de conversion ou d'économie d'énergie avec son budget d'équipement, sans autres subventions importantes. Je crois que dans les Maritimes nous offrons aussi une subvention aux entreprises pour les aider à faire démarrer des projets. Il s'agit avant tout de mettre les programmes en branle. Nous

[*Text*]

something turning. Once it starts, hopefully, it will get to the point where it gains momentum and eventually run on its own.

Mr. Chairman, if I might be permitted one general comment, I would add that we are so impressed by the importance of energy audits that we are also developing systems of providing energy audits in private homes, which, incidentally, is something that has already started in the private sector by itself. There are a number of small companies, including some here in Ottawa, who are in the business of going into homes, doing an energy audit for, say, $150. The companies then give the homeowner a complete list of measures, starting with the cheapest measure such as caulking around windows or insulating the basement. Or there is a list of things you can start doing from the top down as your income or inclination permits.

**Senator Kelly:** I was going to ask you if you are aware that energy firms are springing into being in many areas in the private sector. You said that you intend to extend your own activity in that area. Why would you do that?

**Dr. Hollbach:** No, we are not at that point. Our basic objective would be not to replace private initiatives but to encourage them. We have, however, done some developmental work in that area. We have not reached the point where we could recommend that this be incorporated into an existing program.

**Senator Kelly:** What is your total budget?

**Dr. Hollbach:** Our total budget for our sector this year is slightly over $500 million. It is on the last page.

**Senator Kelly:** That is your total budget?

**Dr. Hollbach:** Yes. I think there is a one-page summary attached to the chief.

**Senator Kelly:** I note that you have $9.25 million in your energy audit program.

**Dr. Hollbach:** Yes, but perhaps the word "program" is a misnomer in the sense that we are not currently delivering energy audits the way we deliver CHIP grants. Perhaps I could turn to Mr. Marriott to comment on that program.

**Mr. Charles Marriott, Director General, Energy Conservation and Oil Substitution, Department of Energy, Mines and Resources:** Are you asking about the Canada Energy Audit Program?

**Senator Kelly:** Yes.

**Mr. Marriott:** That program is a continuation of the one that had been run by the provinces. What we are endeavouring to do is promote an activity that engineering firms are slowly getting into wherein the engineering firm will approach a company and the audit will actually blend into the consulting advice they give. We supply a grant to a firm who would want to take up this audit consulting advice business.

[*Traduction*]

espérons qu'après ils prendront de l'élan au point de fonctionner par eux-mêmes.

Monsieur le président, j'aimerais ajouter que nous sommes tellement enchantés par l'importance des vérifications du rendement énergétique que nous nous préparons à en faire dans les maisons privées, service qui, soit dit en passant, est déjà offert par le secteur privé. Il y a de nombreuses petites entreprises, même ici à Ottawa, qui se rendent dans les foyers pour effectuer des vérifications, pour disons $150, puis remettent au propriétaire une liste complète de mesures à prendre, en commençant par la plus économique comme le calfeutrage des fenêtres ou l'isolation du sous-sol, et en la faisant suivre d'autres mesures qui peuvent être réalisées suivant son revenu ou ses goûts.

**Le sénateur Kelly:** J'allais vous demander si vous êtes conscient que les sociétés énergétiques privées se lancent dans bien des domaines. Vous avez affirmé avoir l'intention d'étendre vos activités pour suivre le mouvement. Pourquoi le feriez-vous?

**M. Hollbach:** Non, nous n'en sommes pas là. Nous ne cherchons pas essentiellement à remplacer les initiatives des entreprises privées, mais à les encourager. Nous avons, toutefois, effectué des travaux expérimentaux dans ce domaine. Nous ne sommes pas arrivés au point de recommander l'établissement d'un programme.

**Le sénateur Kelly:** Quel est votre budget total?

**M. Hollbach:** Le budget total de notre secteur dépasse légèrement les 500 millions de dollars cette année. Le montant figure à la dernière page.

**Le sénateur Kelly:** C'est votre budget total?

**M. Hollbach:** Oui. Je pense qu'un résumé d'une page est joint au mémoire.

**Le sénateur Kelly:** Je remarque que 9,25 millions de dollars ont été consacrés au programme de vérification du rendement énergétique.

**M. Hollbach:** Oui, mais peut-être que le terme «programme» est mal choisi étant donné que nous n'effectuons pas encore de vérifications dans le moment de la façon dont nous versons des subventions dans le cadre du Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes. M. Marriott pourrait peut-être parler de ce programme.

**M. Charles Marriott, directeur général de l'Énergie et du remplacement du pétrole, Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Parlez-vous du Programme canadien de vérification du rendement énergétique?

**Le sénateur Kelly:** Oui.

**M. Marriott:** Ce Programme en reprend un qui était administré par les provinces. En fait, nous tentons de promouvoir une activité que les sociétés d'ingénieurs-conseils commencent tranquillement à réaliser, celle qui consiste à accompagner les conseils techniques qu'elles dispensent aux entreprises d'une vérification de leur rendement énergétique. Nous octroyons une subvention aux sociétés désireuses d'offrir ce genre de service.

[*Text*]

Our effort is to promote the private sector's efforts to deliver these audits. It is not something we are trying to invent and deliver ourselves.

**Senator Kelly:** The aluminum industry is a heavy energy-use industry. You feel that a grant is necessary; otherwise, the company will not hire a consultant to give good advice on how to reduce costs.

**Dr. Hollbach:** Perhaps I can answer that point by mentioning that the grants are of a certain size. They would not be of much interest to Stelco or Alcan where the cost of production includes a large energy component. They obviously do not need this kind of program. However, there are literally hundreds of thousands of medium-sized to smaller businesses and manufacturing enterprises where I think experience has demonstrated this to be a very useful vehicle for them. Not only do they become aware of energy conservation initiatives they can take but show where to look for them.

**Senator Kelly:** I do not want to belabour the issue, but are you suggesting, then, that the large industries are not eligible?

**Dr. Hollbach:** I believe they are, but I am not sure that we have had any applications from the large ones.

**Mr. Marriott:** That depends on the particular program, senator. To take the exemple of the COSP program, it is designed primarily for residences. Large industries are eligible, but the maximum grant they can get is $800 and it is taxable. The take-up has been insignificant.

**Senator Kelly:** It is controlled by the level of the grant, then?

**Dr. Hollbach:** Yes.

**Senator Kelly:** You mentioned several times the transportation area. What percentage of overall energy use does the transportation sector represent, do you know?

**Dr. Hollbach:** I have a graphic representation here which I would be pleased to make available to the members of the committee, Mr. Chairman. Just on our in-house representation of estimates—and it is not gospel truth—this suggests that transportation in Canada accounted last year for 63 per cent of the secondary demand for oil products, such as gasoline, diesel and so on. In other words, of all forms of oil, including heating oil, 63 per cent went to the transportation sector, 14 per cemt to the industrial sector and 9 per cent to the commercial sector.

**Senator Kelly:** Transportation, therefore, is certainly a central element?

**Dr. Hollbach:** Very much so, certainly with respect to the use of oil products.

**Senator Kelly:** I am trying to discover how you divide up your total budget to recognize that break-down?

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, I find it difficult to respond to that question in the sense that the importance of a particular area does not necessarily reflect a similarly high percentage of the total budget we are spending on it. This is true for the simple reason that some measures can be enormously effective

[*Traduction*]

Nous voulons aider le secteur privé à effectuer ces vérifications. Nous ne tentons ni de les mettre au point ni de les effectuer nous-mêmes.

**Le sénateur Kelly:** L'industrie de l'aluminium consomme beaucoup d'énergie. Vous estimez qu'il est nécessaire de subventionner l'entreprise pour qu'elle demande l'avis d'experts-conseils sur la façon de réduire ses coûts d'énergie.

**M. Hollbach:** Pour vous répondre, je préciserai que le montant des subventions est limité. Elles n'intéresseraient pas beaucoup les compagnies Stelco ou Alcan pour qui les coûts de l'énergie représentent une grosse partie du coût de production. Ils n'ont de toute évidence pas besoin de ce genre de programme. Toutefois, il y a littéralement des centaines de milliers de petites et moyennes entreprises et usines de fabrication pour qui il a été trouvé que cette initiative serait très utile, non seulement pour les sensibiliser aux mesures d'économie d'énergie mais aussi pour leur indiquer où s'adresser.

**Le sénateur Kelly:** Je ne veux pas critiquer le programme, mais laissez-vous entendre que les grosses compagnies n'y sont pas admissibles?

**M. Hollbach:** Je pense qu'elles le sont, mais je ne crois pas qu'elles nous aient adressé de demandes.

**M. Marriott:** Tout dépend du programme, monsieur le sénateur. Par exemple, le Programme canadien de remplacement du pétrole est conçu avant tout pour les résidences. Les grandes compagnies y sont admissibles, mais la subvention maximale est de 800 $ et elle est imposable. La demande est négligeable.

**Le sénateur Kelly:** C'est le montant de la subvention qui permet alors d'exercer un contrôle?

**M. Hollbach:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Vous avez parlé à plusieurs reprises du secteur des transports. Quel est le poucentage de l'énergie totale utilisée par ce secteur, le savez-vous?

**M. Hollbach:** J'ai un graphique ici qu'il me ferait plaisir de mettre à la disposition des membres du comité, monsieur le président. Juste d'après notre propre estimation, et ce n'est pas parole d'évangile, les transports au Canada représentaient l'an dernier 63 p. 100 de la demande indirecte en produits pétroliers, comme l'essence et le diesel. En d'autres termes, 63 p. 100 de toutes les formes de pétrole, y compris le mazout, est allé au secteur des transports, 14 p. 100 au secteur résidentiel, 14 p. 100 au secteur industriel et 9 p. 100 au secteur commercial.

**Le sénateur Kelly:** Le secteur des transports est donc central?

**M. Hollbach:** Certainement, pour ce qui est de l'utilisation de produits pétroliers.

**Le sénateur Kelly:** Je me demande comment vous répartissez votre budget total pour tenir compte de cette ventilation?

**M. Hollbach:** Monsieur le président, il est difficile de répondre à cette question parce que le pourcentage du budget total que nous consacrons à un secteur n'est pas nécessairement proportionnel à son importance, tout simplement parce qu'il arrive qu'il n'en coûte pratiquement rien pour implanter des mesures

[*Text*]

with virtually no expense, whereas, in another sector, you have to throw a lot of money at a problem in order to get the fly-wheel going. I think that is particularly true when you compare conservation measures in the transportation sector with those in the private home sector. In the latter, we have the CHIP and COSP programs which involve hundres of millions of dollars. In the former, transportation, we are really dealing with the automotive industry. Clearly, the long-term conservation that can be achieved here is in the hands of industry. To some extent, it is sliding on the coat-tails of U.S. initiatives because, after all, it is essentially a U.S. industry, notwithstanding the Canadian manufacturing plants.

Therefore, our efforts are primarily concentrated, in that area, on having sufficient dialogue with the Canadian subsidiaries of foreign manufacturers to ensure that we get at least the benefits that the industry at large is in the process of achieving in saving, in producing more energy-efficient vehicles, and in giving attention to certain uniquely Canadian problems such as cold weather fuel consumption and so on. Such problems tend to be ignored in Detroit, although I have never quite been able to understand why, because even in the United States two-thirds of the population lives in a relatively cold climate.

**Senator Kelly:** On that point, with Canada's present surplus of natural gas, I would think there would be quite a bit of enthusiasm to see a substantial thrust into the transportation area.

**Dr. Hollbach:** Yes.

**Senator Kelly:** Your programs, however, really do not go beyond the technology?

**Dr. Hollbach:** No. I mentioned earlier that we just recently introduced a straightforward incentive program to encourage the greater use of compressed natural gas as a transportation fuel. That, senator, is a good case in point, where both public attitudes and certain technical problems, as well as initial start-up economic costs, will have to be overcome before a new fuel can be used more widely.

In the case of CNG there was a problem involving standards, which are a provincial matter. A number of questions had to be resolved in the area of safety. I believe they have now been resolved. The program is a bit too early out of the starting gate to enable us to say whether it is going to be as effective as the propane program, but I am reasonably optimistic that, here, too, we will see the fly-wheel effect where, after a while, people for whom the use of natural gas would make sense will indeed look at this possibility. I have in mind fleet operators, particularly in western Canada.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, I cannot resist making the observation that Canada is a country which, on a per capita basis, uses more energy than any other country in the world, and it is also true that Canadians talk on the telephone more than any other people in the world. I assume that one day we

[*Traduction*]

très efficaces dans un secteur tandis que dans un il faut injecter beaucoup de crédits pour démarrer un projet destiné à régler un problème. Cela est particulièrement vrai quand l'on compare les mesures d'économie d'énergie dans le secteur des transports avec celles du secteur des résidences. Pour ce dernier secteur, nous offrons le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et le Programme canadien de remplacement du pétrole auxquels nous consacrons des centaines de millions de dollars. Dans le secteur des transports, nous faisons affaire avec l'industrie de l'automobile. Il est clair que les mesures d'économie à long terme sont entre les mains de l'industrie. Dans une certaine mesure, celle-ci suit de près les initiatives américaines parce qu'après tout c'est une industrie essentiellement américaine, malgré les usines de fabrication canadienne.

Par conséquent, nous cherchons surtout, dans ce domaine, à établir des échanges suffisants avec les filiales canadiennes d'entreprises étrangères pour que nous puissions au moins profiter des avantages que l'industrie dans son ensemble est sur le point de tirer des projets d'économie d'énergie comme la fabrication de véhicules moins gourmands et l'étude de problèmes typiquement canadiens comme la consommation de carburant par temps froid. Ces problèmes ont tendance à être ignorés de Détroit, même si je n'ai jamais vraiment compris pourquoi puisque même aux États-Unis les deux tiers de la population vit dans des régions où le climat est assez froid.

**Le sénateur Kelly:** Sur ce point, avec les réserves de gaz naturel que nous avons au Canada, j'imagine que l'on est très confiant de voir une poussée importante de cette forme d'énergie dans le secteur de transports.

**M. Hollbach:** Oui.

**Le sénateur Kelly:** Vos programmes toutefois se limitent à la technologie?

**M. Hollbach:** Non. J'ai déjà mentionné que nous venions tout juste d'établir un programme d'encouragement pour favoriser l'utilisation du gaz naturel comprimé comme carburant de transport. Cet exemple, monsieur le sénateur, montre bien que les attitudes des consomateurs et des problèmes techniques, sans compter les coûts initiaux, devront être surmontés avant qu'un nouveau carburant puisse être utilisé sur une plus grande échelle.

Dans le cas du gaz naturel canadien, il y avait un problème à régler au niveau des normes qui relèvent des provinces. Un certain nombre de questions doivent être résolues en matière de sécurité. Je pense qu'elles l'ont été. Le programme est encore trop récent pour nous permettre de dire s'il sera aussi efficace que le programme de véhicules au propane, mais je suis assez optimiste pour croire que, d'ici quelque temps, si tout va bien, ceux pour qui cela pourrait être utile, envisageront la possibilité de se convertir au gaz naturel. Je pense aux exploitants de parcs automobiles de l'ouest du Canada surtout.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, je ne peux m'empêcher de faire observer que le Canada est le pays qui consomme le plus d'énergie par habitant au monde tout comme il s'avère que les Canadiens sont ceux qui téléphonent le plus au monde. Je présume qu'un jour un sociologue nous expliquera pourquoi il en est ainsi.

[*Text*]

will get an opinion from a sociologist as to what all of that means.

I wonder whether I can have one point clarified. Is my understanding correct in that you do not deal with nuclear energy? I ask that question because I see that your sector of the department is headed "Conservation and Non-Petroleum." I assume that it is non-petroleum and non-nuclear, is that correct?

**Dr. Hollbach:** We do have a uranium and nuclear branch, yes.

**Senator Kirby:** I must have missed something, then.

**Dr. Hollbach:** No, but my impression was that the specific focus of the committee was on programs rather than on the sum total of all responsibilities in my sector of the Department of Energy, Mines and Resources. In the nuclear area, we have no programs comparable to the programs we have been talking about. That area involves a small group of less than 10 people, who basically have an advisory role. It is the old role of the nuclear adviser that had existed in the Department of Energy, Mines and Resources and its predecessor departments since time immemorial. That group also looks after uranium matters.

**Senator Kirby:** I asked the question because it seems to me that, initially, an issue you did not touch on in your brief or your remarks really deals with the matter of nuclear energy, even if only indirectly. How do you deal with the obvious dilemma, thinking about the acid rain problem, for example, wherein inevitable trade-offs have to be made between conservation measures or shifting to non-petroleum means of producing energy and some of the environmental concerns that one hears about, particularly involving nuclear plants and acid rain coming from coal-fired electrical plants?

I ask that in this particular context: I happen to know the details of the Nova Scotia agreements because I was involved with them many years ago. How do you actually deal with DOE on that question? Where do you come from, in the broad set of principles, on the obvious desire to shift away from petroleum resources, with, presumably, some consideration being given to the environment, and therefore the setting up of at least a potential conflict between that and your stand on nuclear and coal questions?

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, there are really two questions there. The first is: What are the alternatives to oil, what are the advantages of coal as opposed to those of nuclear power?

**Senator Kirby:** Yes.

**Dr. Hollbach:** The answer to the first question is easy: you try to encourage greater use of electricity.

**Senator Kirby:** Yes, but the question is: How are you going to generate it, at the same time taking into account some of the environmental concerns that have been expressed?

[*Traduction*]

J'aimerais avoir des éclaircissements sur un point. Vous ai-je bien compris quand vous avez affirmé ne pas vous occuper de l'énergie nucléaire? Je pose la question parce que vous vous occupez du secteur «des économies d'énergie et des substituts du pétrole». Je présume qu'il s'agit des substituts du pétrole et de l'énergie nucléaire, n'est-ce pas?

**M. Hollbach:** Notre secteur comprend une direction qui s'occupe tout spécialement de l'uranium et de l'énergie nucléaire, oui.

**Le sénateur Kirby:** Je dois avoir manqué quelque chose alors.

**M. Hollbach:** Non, mais j'avais l'impression que le comité s'intéressait davantage aux programmes de mon secteur qu'à l'ensemble des responsabilités qu'il assume au sein du ministère. Dans le domaine de l'énergie nucléaire, nous n'avons aucun programme comparable à ceux dont nous parlons dans le moment. Ce service regroupe moins de 10 personnes qui sont chargées essentiellement de donner des conseils. Ils remplissent le vieux rôle du conseiller en énergie nucléaire qui a existé au ministère de l'Énergie des Mines et des Ressources et aux ministères qui l'ont précédé depuis des temps immémoriaux. Il est également chargé des questions liées à l'uranium.

**Le sénateur Kirby:** Je pose la question parce qu'il me semble que vous n'avez pas abordé le domaine de l'énergie nucléaire, même indirectement, ni dans votre mémoire ni dans vos observations. Comment réglez-vous ce dilemme évident, et je pense ici au problème des pluies acides, par exemple, où il faut inévitablement faire des concessions entre les mesures d'économie d'énergie ou les substituts du pétrole et les préoccupations environnementales dont on entend parler surtout au sujet des centrales nucléaires et des pluies acides qui seraient causées par les centrales électriques chauffées au charbon?

Je pose la question en pensant à un contexte particulier car il arrive que je connais bien les accords de la Nouvelle-Écosse parce que j'y ai participé il y a bien des années. Comment vous entendez-vous avec le ministère de l'Environnement à ce sujet? Comment conciliez-vous à partir d'un ensemble de principes généraux, le désir évident d'abandonner les ressources du pétrole et les considérations environnementales, c'est-à-dire l'éventuelle contradiction entre ces considérations et votre position sur les questions liées à l'énergie nucléaire et au charbon?

**M. Hollbach:** Monsieur le président, en fait vous posez deux questions. D'abord, quelles sont les énergies de remplacement du pétrole? Puis, parmi ces énergies de remplacement, quels avantages présentent le charbon par rapport à l'énergie nucléaire?

**Le sénateur Kirby:** Oui.

**M. Hollbach:** La réponse à la première question est simple. Il suffit de favoriser l'utilisation accrue de l'électricité.

**Le sénateur Kirby:** Oui, mais il faut se demander comment vous allez la produire tout en tenant compte des préoccupations environnementales soulevées?

[*Text*]

**Dr. Hollbach:** The second question is certainly something that we give a lot of thought to, although at this precise point in time it is not an issue that one can become very excited about because there is a substantial surplus of electric generating capacity. We may not face the need for capacity for another X number of years.

**Senator Kirby:** In fairness I believe you are also speaking about electricity generation conversion. I am thinking of oil-fired to coal.

**Dr. Hollbach:** Let me talk about coal. Here you really have to break down the discussion into regions of Canada. In western Canada it is coal all the way. In view of the fact that western Canadian coal is very low in sulphur there is really not a major problem there. In the maritime there is a real issue. In economic terms, I think that is fairly easy to answer.

**Senator Kirby:** It might be useful for the committee if you would explain—

**Dr. Hollbach:** In terms of cost per kilowatt hour—

**Senator Kirby:** . . . independent of externalities.

**Dr. Hollbach:** There you get into very complex regional and political questions of how best to develop an electric power system for the entire region. If each provicne develops its own elecric power strictly on narrow provincial considerations, you may not necessarily get an optimal system. That is something with which, I am sure, you are familiar. It is something that had been attempted to be addressed through the Maritime Energy Corporation; but after years of negotiations, the provinces decided to go their separate ways.

**Senator Kirby:** One province.

**Dr. Hollbach:** I think that particularly in Nova Scotia there is now a question as to what extent further generating capacity should be based on coal versus nuclear. The nuclear option does exist to some extent for Nova Scotia, although I am not sure whether it will be considered. I would prefer not to comment on the current plans of provincial governments.

**Senator Kirby:** You did not address environmental issues. Let us take the extreme case of where one was able to take all of the oil generating facilities in Nova Scotia and convert to coal. In some cases that is not difficult to do. What are the environmental implications of that? There is one group of officials, both federally and provincially, who deal with the question of what is the most economic way to generate electricity; and, indeed, in the Nova Scotia context, talking about the employment benefits of shifting from oil to coal. At the same time, there are what seems to be regular statements by a variety of federal ministers and comments from officials on the problems posed by acid rain. Where are those tradeoffs made, or are you saying that in the Atlantic provinces case, one will not worry about the air pollution problem from coal; we will simply go directly to coal generation.

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, I am a little out of my depth here, in the sense that the primary focus with EMR is not con-

[*Traduction*]

**M. Hollbach:** Nous y pensons sérieusement bien qu'en ce moment, cela ne nous inquiète pas beaucoup parce qu'il y a un surplus important de la capacité de production de l'énergie électrique. Il se peut que nous n'ayons pas besoin d'accroître cette capacité pour un bon nombre d'années.

**Le sénateur Kirby:** En toute justice, j'imagine que vous pensez aussi à la conversion du chauffage des centrales électriques du mazout au charbon.

**M. Hollbach:** Laissez-moi régler la question du charbon. Il faut faire des distinctions entre les différentes régions du Canada. Dans l'Ouest du pays, le charbon a le haut du pavé. Étant donné que la teneur en soufre du charbon est faible, il n'y a pas de gros problèmes. Dans les Maritimes, il y en a un vrai. Du point de vue économique, je pense que c'est assez facile à expliquer.

**Le sénateur Kirby:** Il serait utile pour le comité que vous nous l'expliquiez . . .

**M. Hollbach:** Le coût du kilowatt heure . . .

**Le sénateur Kirby:** . . . Indépendemment des considérations extérieures.

**M. Hollbach:** Vous entrez dans des questions régionales et politiques complexes concernant la meilleure façon d'exploiter un réseau d'énergie électrique pour toute une région. Si chaque province produit elle-même son électricité, selon des vues provinciales étroites, nous n'aurons pas nécessairement un réseau très efficace. Je suis sûr que vous comprenez. C'est un problème que l'on a tenté de régler par le biais de la société d'énergie des Maritimes; mais après des années de négociations, les provinces ont décidé d'agir chacune de son côté.

**Le sénateur Kirby:** Une province.

**M. Hollbach:** Je pense que, particulièrement en Nouvelle-Écosse, on se demande s'il vaudrait mieux se tourner vers le charbon ou l'énergie nucléaire pour augmenter la capacité d'énergie. L'énergie nucléaire reste un choix possible en Nouvelle-Écosse même si je ne suis pas sûr qu'on l'envisagera. Je préférerais ne pas me prononcer sur les projets actuels des gouvernements provinciaux.

**Le sénateur Kirby:** Vous n'avez pas parlé des questions environnementales. Prenons le cas extrême où on pourrait convertir au charbon toutes les centrales au pétrole de la Nouvelle-Écosse. Dans certains cas ce n'est pas difficile à faire. Quelles sont les conséquences de cette intervention sur le milieu? Il y a des fonctionnaires, fédéraux et provinciaux, qui cherchent à savoir quelle est la façon la plus économique de produire de l'électricité; et bien sûr en Nouvelle-Écosse, ils tiennent compte des avantages de la conversion du pétrole au charbon pour l'emploi. En même temps, des ministres fédéraux et des hauts fonctionnaires se prononcent sur les problèmes causés par les pluies acides. Où fait-on des concessions? Prétendez-vous plutôt que les provinces de l'Atlantique ne s'inquièteront pas du problème de la polution de l'air par le charbon, mais s'en serviront tout simplement sans se poser de questions.

**M. Hollbach:** Monsieur le président, je suis un peu pris au dépourvu parce que notre ministère ne se penche pas d'abord

[*Text*]

cerned with environmental questions. We are aware of it, but I would prefer not to get into detail since this is really not my field of competence.

**Senator Kirby:** Perhaps I could shift direction. You described the government's programs very well when you said they were essentially the flywheel to get action started on behalf of the private sector. It has always struck me that one of the most difficult things to assess is to get an accurate cost benefit analysis of the value of the programs. You have no idea what would have been done had you not had the program. Given the fact that a number of your programs have been in existence for some time, has any attempt been made to do an assessment of the cost benefits that have arisen? I believe we were told that the CHIP program had recently undergone a review. If that is the case, it will be interesting to know whether we can have a copy of the report. On the broader context, how do you attempt to assess the benefits versus the cost of the whole list of programs that you gave us in your brief?

**Dr. Hollbach:** May I respond to that question in two parts? Firstly, regarding CHIP, there has been a very extensive evaluation. That has resulted, in due course, in the formal evaluation report, and an implementation plan has been fashioned to meet the specific recommendations in the evaluation report. I believe that report is currently in translation and should be available within a matter of weeks.

**Senator Kirby:** It then becomes a public document.

**Dr. Hollbach:** Yes. Indeed, we are looking forward to it, because behind that single volume formal report there are studies which we would be happy to share with other researchers, because obviously a great deal of effort has gone into the very question you have raised. In the case of CHIP, of course, the main question was "Was there really incrementality?" The answer, somewhat to my own surprise, is that there are strong indications that the incrementality was high. That is based on quite intensive surveys of CHIP users and non-CHIP users, people who have and who have not retrofitted their houses. In other words, there were public opinion surveys to try to determine the attitude of homeowners. They indicate that there is a fairly high percentage who would not have done something had it not been for CHIP. Among the CHIP users they have tended to spend more than others who have not bothered with CHIP. Some people have gone ahead and have not bothered with the governement program. I do not have the figures, but they will be in the report. I found it quite encouraging. On the other hand, the report also is a little frustrating, in the sense that it points out that the program has not done nearly as much as one might have hoped. This again reflects the state of knowledge at the time the program was implemented. It turned out to be essentially just an attic insulation program. But the attic accounts for only about 30 per cent or less of total heat loss in a house envelope, and very little was done with regard to walls, windows and basements. There is a lot of heat loss through basements. As an attic insulation program, the CHIP program was very successful, in the sense that many attics are now insulated and heat loss reduced in houses that

[*Traduction*]

sur les questions environnementales. Nous en sommes conscients, mais j'aimerais ne pas élaborer davantage parce que ce n'est vraiment pas mon champ de compétence.

**Le sénateur Kirby:** Je pourrais peut-être changer l'orientation de mes questions. Vous avez très bien décrit les programmes gouvernementaux en disant qu'ils servaient essentiellement à faire démarrer un projet au nom du secteur privé. J'ai toujours été surpris de voir qu'il est si difficile d'évaluer exactement la rentabilité des programmes. Vous n'avez aucune idée des mesures qui auraient été prises sans l'existence d'un programme. Compte tenu du fait qu'un certain nombre de vos programmes existent depuis un certain temps, a-t-on tenté d'en évaluer la rentabilité? On nous a dit que le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes venait de faire l'objet d'un examen. Si c'et vrai, il serait intéressant de savoir si nous pouvons avoir une copie du rapport. Dans un contexte plus large, comment essayez-vous d'évaluer les coûts et les avantages de toute la série de programmes que vous avez énumérés pour nous dans votre mémoire?

**M. Hollbach:** Puis-je répondre à cette question en deux temps? D'abord, pour ce qui est du Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes, il a fait l'objet d'une évaluation en profondeur. On a par la suite rédigé un rapport d'évaluation et un plan a été mis au point pour répondre aux recommandations précises du rapport. Je pense qu'on est en train de le traduire et qu'il devrait être en circulation d'ici quelques semaines.

**Le sénateur Kirby:** Ce sera donc un document public.

**M. Hollbach:** Oui. En fait nous l'attendons avec impatience car ce rapport officiel en un volume est le résultat d'une longue étude que nous serions heureux de partager avec d'autres chercheurs parce qu'il est bien certain qu'elle en dit long sur la question que ovus avez posée. Dans le cas du Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes, on peut se demander s'il y a vraiment eu une hausse. A ma surprise, tout porte à croire que l'augmentation a été élevée selon des enquêtes poussées menées auprès des participants et des non-participants au programme, ceux qui ont ou n'ont pas isolé leurs maisons. En d'autre termes, on a effectué des enquêtes d'opinio publique pour tenter de déterminer l'attitude des propirétaires. Les enquêtes indiquent qu'un assez haut pourcentage d'entre eux n'auraient pas agri sans l'existence du programme. Ils ont dépensé plus d'argent que ceux qui n'ont pas bénéficié du PITRC. Certaines personnes n'ont même pas pris la peine de bénéficier du programme du gouvernement. Je n'ai pas les données avec moi, mais elles figureront dans le rapport, que je trouve très encourageant. Cependant, le rapport est également un peu frustrant puisqu'il souligne le fait que le programme n'a pas permis d'obtenir les résultats escomptés. Encore une fois, c'est à cause des prévisions qui ont été faites au moment du lancement du programme. Celui-ci a servi essentiellement à isoler les greniers. Mais le grenier n'intervient que pour 30 p. 100 ou moins de la perte totale de chaleur enregistrée dans une maison. Très peu a été fait pour les murs, les fenêtres et les sous-sols où la pete de chaleur est très élevée. Le PITRC s'est avéré très efficace en tant que programme d'isolation des greniers, car de nombreux greniers ont pu être été isolés, ce qui a

[*Text*]

have been retrofitted. But it is a pity that many other measures were not taken at the same time. We are now saying that some of those people who have taken the CHIP grant and put some insulationin the attic, will now have to go back and insulate the basement and caulk around the windows, and so on.

I find the second question more difficult to answer. In fact, I would hope that Dr. Good would have an opportunity to comment, because his section and our section are currently collaborating on a qualitative attempt to come to grips with the very question you raise. You can spend a lot of time and motion study people in, and prepare a lot of statistics, but at the end of the day you want to know "Was that program really worthwhile doing?"

**Senator Kirby:** That is essentially the question that I meant.

**Dr. Hollbach:** The problem I have with that it that some of the answers are qualitative and difficult to quantify and measure. How do you measure, for instance, the effectiveness of the CREDA programs or the new Remote Communities Demonstration Program? In strictl economic terms, you could probably say they are not worth doing for the simple reasont aht there are only 300-odd remote communities tht are not connected to hydro grids. The total energy consumption is negligible so why are we doing it? The total energy consumption is negligible so why are we doing it? Obviously not for aggregage supply reasons but for reasons of social equity and affording northerners an opportunity to somewhat reduce their energy costs. How do you factor this into a quantitative benefit cost analysis? I do not know how to do that and I suspect that some of our programs will in an evaluation have to really rest what is quantifiable, but their value may actually be somewhat higher because of these non-quantifiable qualitative effects they have had.

**Senator Kirby:** I appreciate the dilemma of doing it in a quantitative way. Have you done reports that even attempt to get a handle on the qualitative side? It is a very tough area but when one gets into a new area, as you pointed out correctly, energy conservation became fahionable not all that logn ago and it is a little like the environment. If you go back to the early days when departments of environment were cerated they got into all kinds of environmental programs early on that somebody dreamed up and thought were a good idea. I do not mean that in a negative sense, but the difficulty was, essentially, deciding after the fact whether or not they were really worthwhile. Have you produced any documents tht even indicate the qualitative direction that they should take?

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, the answer is that we have not produced documents that we ould hand out. We have done a lot of soul-searching on it, and we hope at some stage to have some documents that would address these questions, but we are still in the process of searching our souls and have not really completed thtat part of it. I should mention that all of those who are associated with these programs have a certain operator's feel, just like a machine operator can hear that somethign is not working right or it is working well. The trick

[*Traduction*]

permis de réduire les pertes de chaleur des maisons rénovées. Mais il est triste que l'on n'ait pas pris de nombreuses autres mesures à ce moment-là. Certaines des personnes qui ont obtenu une subvention dans le cadre du PITRC pour isoler leur grenier seront maintenant obligées d'isoler leur sous-sol et de calfeutrer, entre autres, leurs fenêtres.

La deuxième question est plus difficile. En fait, j'espère que M. Good aura l'occasion de vous faire part de ses commentaires parce que nos deux services collaborent présentement pour effectuer une étude qualitative en vue de trouver une solution à la question que vous soulevez. On peut dépenser beaucoup de temps, engager des chercheurs et préparer toute une série de statistiques, mais à la fin de la journée on veut savoir si le programme en valait vraiment la peine.

**Le sénateur Kirby:** C'est en gros ce que je vous demandais.

**M. Hollbach:** Cette question me pose des problèmes car certaines des réponses sont qualitatives de nature et donc difficiles à quantifier et à évaluer. Comment pouvez-vous, par exemple, évaluer l'efficacité des programmes EPDER ou des nouveaux programmes de démonstration dans les collectivités éloignées? Du point de vue strictement économique, on pourrait dire que ces programmes ne valent pas la peine d'être lancés parce qu'on ne compte qu'environ 300 collectivités éloignées qui ne sont pas rattachées au réseau électrique. Le pourcentage de consommation énergétique est négligeable; alors pourquoi ces programmes? Ce n'est certainement pas pour des raisons d'approvisionnement mais plutôt pour des raisons de justice sociale et pour offrir aux habitants du Nord l'occasion de réduire quelque peu leurs coûts énergétiques. Comment évaluer cela dans une analyse quantitative des coûts? Je l'ignore et j'ai l'impression que certains de nos programmes devront être évalués du point de vue quantitatif, bien que leur valeur risque quelque peu d'être supérieure en raison de leurs effets non quantifiables et qualitatifs.

**Le sénateur Kirby:** Je comprends que le fait d'effectuer une analyse quantitative pose un problème. Avez-vous préparé des rapports cherchant quand même à évaluer l'aspect qualicatif de ces programmes? C'est un domaine très compliqué et c'est ce qui arrive lorsqu'en se lance dans de nouveaux projets, comme vous l'avez signalé; la conservation énergétique, par exemple, est devenue très populaire il y a quelques années; c'est un peu comme l'environnement. Les ministères de l'Environnement, lorsqu'ils ont été créés, se sont lancés dès le début dans toutes sortes de programmes qu'ils jugeaient bons. Je ne veux pas être négatif mais le problème est qu'il fallait décider, après coup, si ces programmes étaient valables ou non. Avez-vous des documents qui nous donneraient une idée de ce que devraient être les objectifs qualitatifs de ces programmes?

**M. Hollbach:** Monsieur le président, nous n'avons pas de documents à distribuer. Nous avons beaucoup réfléchi là-dessus et nous espérons bientôt produire des documents qui traitent de ces questions; mais nous en sommes toujours au stade de l'analyse. Je tiens à vous signaler que toutes les personnes participant à ces programmes ressemblent un peu à un conducteur qui sait quand son moteur ne tourne pas rond; Toutefois, il faut maintenant effectuer une analyse plus systématique et,

[*Text*]

is now to try to do a more systematic and, hopefully, a more scientific assessment of what can really be said about the long-term effectiveness of these programs.

**The Chairman:** Senator Adams?

**Senator Adams:** Where I live, we use more energy than in the southern provinces of Canada. Referring to the insulation programs for houses, what factors are taken into consideration? In the Northwest Territories we do not have wind breaks and, as you can imagine, the wind gusts at times to 60 kilometres or more. Your department has spent a lot of money on standards for insulation for houses and I should like to hear your comments on that. Do you have much concern about that problem?

**Dr. Hollbach:** Yes, we are very much concerned about that problem. A lot of work is done on standards, including standards for Arctic housing and not just in EMR. The NRC is very prominent in this field. We have a division in Mr. Marriott's area that deals with that. I should like to ask Mr. Marriott to comment on that aspect in more detail.

**Mr. Marriott:** Very briefly, your question is very much to the point. We have asked ourselves that question, what are the right kinds of standards that should be put in place in the various regions of the country recognizing that housing in Vancouver Island is in quite a different climatic situation than housing in the north. Unfortunately, we have not been able to come up with a definitive answer that would allow us to say precisely what people should do in which regions. We have concentrated on the Arctic in co-operation with various research institutions and the Department of Northern Affairs and Northern Development, and we have developed a conservation first approach to housing standards. In a nutshell, the problem with standards is intricately linked with problems of economics. The right question to ask is economically how much do you want to do. You can insulate any house to the hilt and spend a lot of money doing it. The question is how much money do you want to nd to achieve something that will be cost effective. While we have begun to do some work on that, I am afraid to say that it has been very limited.

**Senator Adams:** I notice that you have been involved with windmill generators and spent quite a bit of money on them, but I do not see much of a market for those windmill generators. Is this a field of endeavour that the government is involved in or is it a privately-owned one?

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, I do not have the exact numbers in my head, but there are significant R & D funds available for that, mostly in the NEC. They have a large wind project. There is quite a bit of development work done on both ind energy and solar.

**Senator Thériault:** Mr. Chairman, on the top of the page in your program we see $23 million for the Coleson Cove plant in New Brunswick and I notice in ther places it is listed as a $25 million a year program. Is that a long-term contract or agreement?

[*Traduction*]

probablement plus scientifique pour évaluer l'efficacité à long terme de ces programmes.

**Le président:** Sénateur Adams?

**Le sénateur Adams:** Là où j'habite, nous utilisons plus d'énergie que dans le sud du Canada. Quels sont les facteurs dont tiennent compte les programmes d'isolation de résidences? Nous n'avons pas de brise-vent dans les Territoires du Nord-Ouest, et comme vous pouvez l'imaginer, le vent atteint parfois plus de 60 kilomètres. Votre ministère a dépensé beaucoup d'argent pour établir des normes d'isolation pour les logements et j'aimerais savoir ce que nous en pensez. Ce problème vous préoccupe-t-il beaucoup?

**M. Hollbach:** Il nous préoccupe énormément. On travaille beaucoup à l'établissement de normes, y compris de normes pour les logements de l'Arctique, non seulement au EMR mais le CNR est également très actif dans ce domaine. Il y a une division dans la région de M. Marriott qui s'occupe de cette question. Je voudrais demander à M. Marriott de vous donner plus de détails là-dessus.

**M. Marriott:** Votre question est très pertinente. Nous nous sommes déjà posé cette question: quelles normes adopter dans les diverses régions du pays, compte tenu du fait que les conditions climatiques dans l'île de Vancouver sont très différentes de celles du Nord. Malheureusement, nous n'avons pas encore trouvé la réponse qui nous permettrait de dire précisément ce que les gens devraient faire dans telle et telle région. En ce qui concerne l'Arctique, nous avons collaboré avec divers organismes de recherche ainsi qu'avec le ministère des Affaires indiennes et du Nord, et nous avons mis au point des normes de logement axées sur la conservation. En gros, le problème des normes est étroitement lié aux problèmes économiques. Il faudrait plutôt demander ce que l'on envisage d'accomplir sur le plan économique. Vous pouvez isoler une maison au maximum et dépenser ainsi beaucoup d'argent. Il s'agit de savoir combien vous êtes prêt à dépenser pour accomplir quelque chose de rentable. Nous avons commencé à étudier cet aspect-là mais je dois dire que ce fut de façon très limitée.

**Le sénateur Adams:** Je remarque que vous avez étudié les génératrices à éolienne et que vous avez dépensé beaucoup d'argent là-dessus mais je ne crois pas qu'il existe tellement de débouchés pour ces génératrices. Est-ce un projet auquel le gouvernement s'intéresse ou s'agit-il d'une entreprise privée?

**M. Hollbach:** Monsieur le président, je ne connais pas les données exactes mais je sais que des sommes considérables ont été dépensées à ce projet au chapitre de la R et D, surtout au sein du CNR, qui a mis sur pied un programme très important dans ce domaine. Le CNR a effectué énormément de travaux de recherche dans le domaine de l'énergie solaire et éolienne.

**Le sénateur Thériault:** Monsieur le président, au haut de la page de votre programme, on voit que la somme de 23 millions de dollars a été affectée à la centrale de Coleson Cove au Nouveau-Brunswick, alors qu'ailleurs on indique qu'il s'agit d'un programme de 25 millions par an. S'agit-il d'une entente ou d'un contrat à long terme?

[*Text*]

**Dr. Hollbach:** That is really just to compensate the province for losses it incurs in connection with the shutdown of the Coleson Cove plant. This was a plant built for—

**Senator Thériault:** I know the story of the plant. My question is whether it is a long-term agreement, how long is it going to last, and is Coleson Cove eventually going to be switched to natural gas or something else?

**Dr. Hollbach:** There is currently a program to look into the possibility of converting it to coal.

**Senator Thériault:** That brings me to my second question. Are you involved or is the NRC involved in the program at Chatham, New Brunswick, with the old coal producing plant having a mixture of water and coal?

**Dr. Hollbach:** We are.

**Senator Thériault:** Do you have any results or are you prepared to say anything about it?

**Dr. Hollbach:** It is too early to talk about results but perhaps I could ask Mr. LeNeveu to comment on that.

**Mr. A. E. LeNeveu, Director General, Coal and Alternative Energy Branch, Energy, Mines and Resources:** Senator, the coal-water solutions are 75 per cent coal and 25 per cent water. They use an emulsifier which is a Swedish process formulated—it is a *carbo-gel process*—at a facility at Devco's operation in Sydney and then the material is shipped to Chatham where they have been running trials. The results are mixed. They have had some good results where the product has run very effictively. It has fired well on *the furnace* but they have had some difficulties as well in terms of getting burner-tipped designs that would run consistently. It really is still developmental, but looking promising.

**Senator Thériault:** From people that I meet and see all over the world, there is a lot of interest in that operation.

**Mr. LeNeveu:** The reason there is so much interest is because the principle behind the developmental work is that, if you can get the coal-water solution to perform like and oil, then you can take an old oil-fired system and run what is, in fact, a solution or liquid *into the same* facility without guilding additional new facilities, and the cost is such that it is quite attractive economically. In many parts of the world, there is a real interest in getting a coal-water solution which will *run and perform on a contiuous* basis for economic reasons and to use existing facilities.

**Senator Thériault:** So perhaps industries in New Brunswick could switch to that kind of fuel if it is proving to be feasible. However, what does it do environmentally?

**Dr. Hollbach:** My understanding is that environmentally it is a highly-desirable process and that it reduces emissions as compared with *steam-generating stations* which use coal in the conventional way. However, I am not technically qualified to explain why this is so.

**Senator Thériault:** Are you using New Brunswick coal or Cape Breton or Nova Scotia coal?

[*Traduction*]

**M. Hollbach:** Cette somme vise à indemnizer la province des pertes qu'elle subit à cause de la fermeture de la centrale Coleson Cove. Cette centrale a été construite pour—

**Le sénateur Thériault:** Je connais l'histoire de cette centrale. Je veux savoir s'il s'agit d'une entente à long terme, quelle est la durée de l'entente et si la centrale de Coleson Cove sera éventuellement convertie au gaz naturel ou à une autre forme d'énergie?

**M. Hollbach:** Il existe à l'heure actuelle un programme qui vise à déterminer si cette centrale pourrait être convertie au charbon.

**Le sénateur Thériault:** Cela m'amène à ma deuxième question. Participez-vous ou le CNR participe-t-il au programme de Chatham, au Nouveau-Brunswick, où l'ancienne usine de charbon utilise un mélange d'eau et de charbon?

**M. Hollbach:** Oui.

**Le sénateur Thériault:** Avez-vous des résultats ou pouvez-vous nous dire quelque chose là-dessus?

**M. Hollbach:** Il est encore trop tôt pour parler de résultats mais M. LeNeveu pourrait répondre à cette question.

**M. A. E. LeNeveu, directeur général, Division du charbon et des énergies de remplacement, Énergie, Mines et Ressources:** Sénateur, les solutions d'eau et de charbon contiennent 75 p. 100 de charbon et 25 p. 100 d'eau. On utilise un émulsifiant, un procédé suédois—c'est-à-dire de la gelée de charbon—qui est fabriquer dans l'usine Devco et ensuite expédié à Chatham où on effectue des essais. Les résultats sont variables; le produit donne de très bons résultats lorsqu'il est utilisé efficacement. Il brûle très bien dans une chaudière mais il est difficile de mettre au point des brûleurs à becs qui fonctionnent sans sans à-coups. Ce procédé en est encore au stade expérimental mais il semble prometteur.

**Le sénateur Thériault:** D'après ce que me disent les gens dans le monde entier, on s'intéresse beaucoup à ce procédé.

**M. LeNeveu:** Si on s'intéresse tellement à ce procédé, c'est que si, après avoir fait des recherches, on arrive à obtenir une solution d'eau et de charbon qui se comporte comme une huile, on peut utiliser un vieux système chauffé au mazout et l'alimenter d'une solution ou d'un liquide sans qu'il soit nécessaire d'acheter de nouvelles installations; ce système s'avère très rentable en raison de sou faible prix. Dans de nombreuses parties du monde, on cherche à obtenir une solution et de charbon qui pourrait être utilisée sans arrêt pour des raisons économiques et qui pourrait fonctionnée dans les systèmes existants.

**Le sénateur Thériault:** Les industries du Nouveau-Brunswick vont peut-être se servir de ce combustible s'il s'avère efficace. Toutefois, quels sont ses effets sur l'environnement?

**M. Hollbach:** Je crois comprendre que du point de vue environnement, ce procédé est très efficace et qu'il permet de réduire les émanations comparativement aux centrales à vapeur qui utilisent du charbon selon les procédés classiques. Toutefois, je ne suis pas assez dans ce domaine pour vous l'expliquer.

**Le sénateur Thériault:** Utilisez-vous du charbon de Nouveau-Brunswick, du Cap Breton ou de la Nouvelle-Écosse?

[*Text*]

**Dr. Hollbach:** I suspect it is Nova Scotia coal. As Mr. LeNeveu just explained, with the New Brunswick pilot project, it is mixed by Devco in Nova Scotia.

**Senator Thériault:** I know you must start somewhere, but I would express my disappointment in that you have not turned to New Brunswick coal. I hope that you will do so sooner or later, preferably sooner.

**The Chairman:** Dr. Hollbach, in your closing remarks you said something to the effect that we must not relax our determination to continue with the thrust towards conservation. Have you detected a general relaxation? I am thinking back to the 1970s when everyone was finding ways to conserve energy. Even in hotel rooms there were signs asking patrons to turn out the lights, and the United States imposed the 55-mile-per-hour speed limit which was strictly enforced. I was in the States last week, and it seems that it is no longer so strictly enforced. Is there a general relaxation?

**Dr. Hollbach:** I think the signals are mixed. One can observe, generally, that people are somewhat less worried than they were two or three years ago. However, when you push them a little, the memory of cold homes and insecurity of supply is still there.

We are fairly optimistic that, if we aggressively pursue, for instance, an information campaign, even in today's circumstances we can persuade a good number of people not to forget about conservation. Of course, it takes a little bit more to persuade people than it would if the headlines were full of another oil crisis, the price at the pump doubled, and so on.

**The Chairman:** Is there still as much interest in your CHIP program?

**Dr. Hollbach:** Interestingly enough, it is sometimes difficult to predict what is happening with the CHIP progra. With the present public attitude, you may think that people would lose interest in CHIP; yet, our most recent experience has been a very significant increase in CHIP grants.

**Mr. Marriott:** We detected a considerable fall-off in interest last year, and we very much underspent the program, but, in March of this year, two things changed: the nature of the grant and the formula; and the extension of the eligibility date. The result was a considerable increase in pick-up has been detected in the last couple of months. We fully expect that the full budget will be spent this year.

**Dr. Hollbach:** When I was saying that the signals are mixed, just as in the case of CHIP, you see a sudden upturn when you would have expected disinterest. Apparently, the propane grants have shot up. One explanation is, now that the economy has turned around, people's confidence has returned. People are prepared to make cash expenditures to make the conversion. Very recently a growing number of fleet operators have applied for grants to convert their fleets to propane.

[*Traduction*]

**M. Hollbach:** Je crois qu'on utilise du charbon de la Nouvelle-Écosse. Mais comme M. LeNeveu vient de l'expliquer, le charbon est mélangé par Devco en Nouvelle-Écosse dans le cadre du projet-pilote du Nouveau-Brunswick.

**Le sénateur Thériault:** Je sais que vous devez commencer quelque part, mais je suis déçu que vous n'ayez pas utilisé du charbon du Nouveau-Brunswick. J'espère que vous le ferex très bientôt.

**Le président:** Monsieur Hollbach, dans vos observations finales, vous dites qu'il faut poursuivre nos efforts de conservation. Avez-vous remarqué un relâchement général dans ce domaine? Je fais allusion aux années 70 lorsque tout le monde trouvait des façons de conserver l'énergie. Même dans les chambres d'hôtel, on demandait aux clients d'éteindre les lumières et aux États-Unis, on a limité la vitesse à 55 milles à l'heure et ce règlement qui a été appliqué à la lettre. Je suis allé aux États-Unis la semaine dernière et j'ai remarqué qu'on n'appliquait plus ce règlement aussi sévèrement. Y a-t-il eu relâchement?

**M. Hollbach:** On remarque plusieurs choses. Les gens de façon générale, sont moins inquiets qu'il y a deux ou trois ans. Cependant, quand on les pousse un peu, on s'aperçoit que le souvenir de maisons froides et d'approvisionnementsincertains est toujours là.

Nous sommes certains que si nous entreprenions une campagne de sensibilisation dynamique, nous arriverions, même dans les circonstances actuelles, à persuader un bon nombre de personnes de ne pas abandonner le principe de la conservation. Évidemment, il est beaucoup plus difficile de convaincre les gens que si les manchettes faisaient état d'une autre crise pétrolière, si les prix à la pompe augmentaient, etc.

**Le président:** Votre programme d'isolation thermique des résidences canadiennes soulève-t-il toujours autant d'intérêt?

**M. Hollbach:** Il est intéressant de constater qu'il est parfois difficile de prévoir ce qui arrive avec le programme PITRC. Si l'on se fie à l'attitude du public, on pourrait penser que les gens se désintéressent du programme; toutefois, selon les derniers chiffres, le nombre de subventions accordées au titre du PITRC a augmenté.

**M. Marriott:** Nous avons enregistré une baisse d'intérêt considérable l'année dernière et n'avons pas dépensé toutes les sommes consacrées au programme. Cependant, en mars de cette année, deux choses ont changées: la nature des subventions et la formule employée; et la prorogation de la date d'admissibilité. Le taux de participation a augmenté de façon considérable au cours des derniers mois. Toutes les sommes prévues au budget seront dépenséescette année.

**M. Hollbach:** Lorsque je disais que les réactions étaient mitigées, comme dans le cas du PITRC, on remarque un changement d'attitude soudain alors qu'on s'attendait à ce que les gens se désintéressent du programme. Il semblerait que les subventions accordées au titre du programme de conversion au propane ont augmenté. Maintenant que l'économie montre des signes de reprise, les gens reprennent confiance. Ils sont prêts à faire les dépenses nécessaires pour se convertir au propane. Un nombre croissant de parcs automobiles ont récemment

[*Text*]

That tends to contradict the general impression that people are blasé about energy use. I find that very encouraging, but I think it is something that we have to keep before the minds of the public.

**Senator Kelly:** Some years ago in California, when there was an energy shortage from various sources, the utilities got together and developed a balanced energy program where they took an overview of all the uses and came up with a model indicating what would be used in the ideal world. Have you developed any mathematical model of that short for us in terms of the Canadian scene, having in mind all of the elements present today? I am not suggesting that there shold be a $500 million program, but it would be interesting to have a breakdown of use in terms of transportation, residential, industry, and so on, if the ideal situation were obtained. The value of it from your point and from the country's viewpoint is that there would be some meaning goals to strive for. There may be some more specific targeting for these programs.

**Dr. Hollbach:** We are moving in that direction, but the short answer is that we have not developed such a program. We recognize the need to grow more sophisticated over time in being able to advise people as to what the best fuel use for them would be. For instance, I would like us to be in a position to pass out information to Winnipeg homeowners that tells them exactly what, based on the prices for gas versus electricity, would be the best choice. There are difficulties in making that kind of information available to consumers if you go too far because, implicitly, you tend to forecast energy prices. If you are wrong, you lead someone down the garden path. In the past we have tended simply to facilitate and encourage people to make a choice, but we have been rather careful not to tell them which specific form of energy they should use. We feel that is something each householder or industrialist has to decide on his own. To move in the direction you suggest, it can be done, but it is not without its hazards.

**Mr. Clay:** Dr. Hollbach, in your introductory remarks you mentioned that one of the goals of your sector is to reduce Canada's vulnerability to oil shocks. Of course, the primary area of concern there is Atlantic Canada. In the decade since the Arab oil embargo, we have seen the oil pipeline extended to Montreal and we have seen the gas distribution system extended only to Quebec City. We have seen the construction of a nuclear power plant in New Brunswick and the beginning of a limited substitution, at least, of coal for oil. But, in your opinion, by not extending the gas distribution at this time, has Canada not lost its best opportunity, in terms of economics over the short run, to make a fuel substitution for oil in this region?

[*Traduction*]

demandé des subventions pour convertir leurs véhicules au propane.

Cette situation contredit l'impression générale selon laquelle les gens se désintéressent de la question énergétique. Je trouve cela très intéressant mais je crois qu'il faut maintenir l'intérêt du public à cet égard.

**Le sénateur Kelly:** Il y a quelques années en Californie, alors qu'on enregistrait une pénurie de diverses sources énergétiques, les services d'utilité publique se sont réunis pour mettre au point un programme énergétique équilibré en vue d'analyser l'usage fait des ressources énergétiques et de trouver un modèle qui indiquerait les ressources recommandées dans un monde idéal. Avez-vous mis au point un modèle mathématique de ce genre pour le Canada, et qui tient compte de tous les facteurs actuels? Je ne dis pas qu'il faut lancer un programme de 500 millions de dollars, mais il serait intéressant d'avoir une ventilation de l'utilisation qui serait faite de ces ressources dans le secteur des transports, les secteurs résidentiel, industriel et autres, dans une situation idéale. Cela vous donnerait, ainsi qu'au pays, des buts plus importants à atteidnre. On pourrait fixer des objectifs plus précis pour ces programmes.

**M. Hollbach:** Nous nous dirigeons dans cette voie mais je peux vous dire tout de suite que nous n'avons pas de programme. Nous sommes conscients du fait que nous devons parfaire nos compétences avec le temps pour être en mesure de conseiller les gens sur le type de conbustible qui leur conviendrait le mieux. Par exemple, je voudrais que l'on soit en mesure de distribuer des brochures d'information aux propriétaires de Winnipeg, pour leur indiquer quel conbustible constitueront le meilleur choix en se fondant sur le prix du gaz par rapport à l'électricité. Il est difficile toutefois de fournir ce genre de renseignements aux consommateurs, car si l'on pousse les choses trop loin, on risque de faire des prévisions sur le prix des ressources énergétiques. Si nous sommes dans l'erreur, ce sont les consommateurs qui en subissent les conséquences. Dans le passé, nous avons simplement essayé d'encourager les gens à faire un choix, mais nous nous sommes gardés de leur dire quelle forme d'énergie ils devaient utiliser. Nous estimons que c'est au propriétaire ou à l'industriel de prendre cette décision. Il est possible d'aller dans le sens que vous proposez, mais ce n'est pas sans présenter des dangers.

**M. Clay:** Monsieur Hollbach, dans vos observations préliminaires, vous avez mentionné qu'un des objectifs de votre secteur est de réduire la vulnérabilité du Canada face aux chocs pétroliers. Bien entendu, la principale région qui nous préoccupe sur l'Atlantique canadien. Pendant la décennie qui a suivi l'embargo pétrolier arabe, nous avons assisté au prolongement de l'oléoduc jusqu'à Montréal et celui du système d'acheminement du gaz jusqu'à Québec seulement. Nous avons assisté à la construction d'une centrale nucléaire au Nouveau-Brunswick et aux premières étapes du remplacement du moins, limité, du pétrole par le charbon. Mais, à votre avis, en ne prolongeant pas à cette époque le système d'acheminement du gaz, le Canada n'a-t-il pas perdu la meilleure occasion qui s'offrait à lui à court terme sur le plan économique, soit de remplacer le pétrole dans cette région?

[*Text*]

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, I am really not knowledgeable on the economics of extending a gas pipeline to the Maritimes. I would prefer to leave an answer to that question to someone who is more knowledgeable on this matter. All I know is that it is also a question of the time at which Venture gas will be available in the Maritimes. I have to simply acknowledge, in answer to your question, that it is outside my field of competence to answer it.

**Mr. Clay:** Apart from economic concerns, then, would not gas provide the best opportunity for substitution in that region of Canada?

**Dr. Hollbach:** That gets into a question of what we would substitute for economics. Would that be security of supply? If that is your objective, then the answer is: How quickly can you attain it even with building a gas pipeline versus other alternatives? I am afraid that that gets into an area, Mr. Chairman, that I am not competent to answer.

**Mr. Clay:** Let me pose a hypothetical question to you. I am more interested in your reasoning than I am, perhaps, in the numbers themselves. Let us say that we have the equivalent of one year's PIP money—something like $1.5 to $2 billion at the present time. With your knowledge of the conservation sector in Canada and the energy alternatives, where do you think a sum of money like that could be most effectively invested, over a number of years, to reduce our dependence on oil?

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, that is the kind of question I like. We would not need that much money. We are not in the same league as PIP. We have a level of funding which, subject to some fairly modest adjustments, is probably not far out of line with what the optimum financing might be. There are many areas, particularly in conservation, where just throwing money at a problem is simply not the answer.

Consider the development of better information on Arctic housing standards, for example, or providing to the layman literature that explains what to do in order to take effective conservation measures. Not all of these things are that expensive. They may be expensive in terms of man-years, in that, if you want to have a high quality information program—particularly in the building and technological areas—you have to have a significant number of experts working on drawing boards to prepare pamphlets and so forth. In terms of the magnitudes we are talking about with PIP grants, however, that is a drop in the bucket as far as dollars are concerned. In other words, even if I were told that I had a bag of money and could help myself to as much as I needed, I am not sure that I would necessarily take a large part of it over and above current levels.

I could not give you a number right now. I am sure that there are some areas where we would like to expand, but I do not believe that, in the rough overall order of magnitude, the current funding level is all that incorrect.

[*Traduction*]

**M. Hollbach:** Monsieur le président, je ne connais pas vraiment les avantages économiques du prolongement d'un gazoduc jusqu'aux Maritimes. Je préférerais que quelqu'un s'y connaissant mieux en la matière réponde à cett question. Tout ce que je sais, c'est qu'il faut également déterminer à quel moment le gaz de la Venture sera disponible dans les Maritimes. Pour répondre à votre question, je peux simplement admettre qu'elle ne relève pas de ma sphère de compétence.

**M. Clay:** A part les considérations économiques, le gaz ne constituerait-il donc pas le meilleur moyen de remplacement dans cette région du Canada?

**M. Hollbach:** Cela nous amène à nous demander ce que nous substituerions aux considérations économiques. Serait-ce la sécurité des approvisionnements? Si c'est votre objectif, il reste à savoir avec quelle rapidité on peut l'atteindre même en construisant un gazoduc par opposition à l'emploi d'autres moyens de rechange. Monsieur le président, je crains que cette question ne relève d'un domaine dans lequel je n'ai pas les compétences voulues pour répondre.

**M. Clay:** Permettez-moi de vous poser une question hypothétique. Je m'intéresse davantage à votre raisonnement qu'aux chiffres eux-mêmes. Admettons que nous disposions de l'équivalent du montant annuel versé aux termes du PESP—à l'heure actuelle, environ 1.5 à 2 milliards de dollars. Étant donné vos connaissances du secteur de l'économie d'énergie au Canada et des énergies de remplacement, savez-vous dans quel secteur pareille somme pourrait être le mieux investie sur un certain nombre d'années, en vue de réduire notre dépendance à l'égard du pétrole?

**M. Hollbach:** Monsieur le président, c'est le genre de question qui me plaît. Nous n'aurions pas besoin de tant d'argent. Nous ne sommes pas dans la même ligue que le PESP. Sous réserve de quelques rajustements assez modestes, notre niveau de financement n'est probablement pas loin du financement optimal éventuel. Dans bien des secteurs, particulièrement celui de l'économie d'énergie, l'investissement ne suffit pas à régler un problème.

Qu'on pense par exemple à l'élaboration de meilleurs renseignements sur les normes d'habitation dans l'Arctique ou à la fourniture, au profane, de document lui expliquant comment prendre des mesures d'économie efficaces. Ces choses ne sont pas toutes très coûteuses. Elles peuvent l'être sur le plan années-personnes, en ce sens que si vous désirez mettre en œuvre un programme d'information de haute qualité—particulièrement dans les secteurs de la construction et de la technologie—il vous faut un nombre considérable d'experts en dessin afin de préparer les brochures et ainsi de suite. Ce n'est cependant qu'une goutte dans l'océan comparativement à l'ampleur des subventions du PESP. En d'autres termes, si on me disait que je peux puiser dans un sac tout l'argent dont j'ai besoin, je ne suis pas certain que j'y puiserais nécessairement plus que les fonds dont nous disposons actuellement.

Je ne peux pas vous donner de chiffre pour l'instant. Je suis certain qu'il existe certains secteurs que nous aimerions élargir, mais je ne crois pas que, dans l'ensemble, le niveau de financement actuel soit insuffisant.

[*Text*]

**Mr. Clay:** If I could go back to a couple of comments you made earlier in your testimony, sir, you said at one point that it should be possible to reduce home energy use in Canada by approximately a third, at about half the cost of the equivalent of supplying oil and gas. You also said that it would probably be possible, by the year 2000, with the effective use of energy, to displace something like 40-odd generating stations and two oil sands plants of 125,000 barrels a day. This suggests to me that you have done some of this analysis in-house. For the various sectors of energy demand and given the sorts of differences you talk about between what energy demand could be versus what you could lower it to with these programs, at what cost per barrel, roughly, could that be done in these various sectors?

In other words, how cost effective are these various components of energy conservation and fuel substitution relative to the cost of increasing supply? To us it is an important question; that is, how one invests the limited number of federal dollars to improve the energy situation in Canada.

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, we would have a fairly good idea in the housing sector because of the various survey work done in that field. This $20 per barrel is a rule of thumb. It may be $19.50 per barrel or $9.00 or $1.50 per barrel, depending on whether you buy, for example, a caulking gun and caulk around your windows as a means of conserving energy. That is an extremely cheap means. If you rebuild an existing house to energy efficient standards, however, you are using a more expensive method. It is difficult to give an answer with great precision for different areas of conservation. As well, in speaking about the industrial sector, I would be hard pressed to provide a lot of detailed numbers involving, for example, schools, churches and community buildings, on the one hand, and industrial establishments on the other. We do not have that sort of detail or degree of precision.

Mr. Chairman, I was talking about the pretty large, aggregate orders of magnitude that really serve to illustrate the total potential that is still there. How much of that can be tapped in individual subsectors and at what cost that can be done would require a more detailed study than I have available.

**Mr. Clay:** I was not thinking in terms of that detail. You have said, for example, that the Department of Energy, Mines and Resources has a fairly good perception of the potential for energy conservation. You have made some tantalizing statements. We would like to see something just a little bit more concrete to underlie the comments that you have made, if that is possible.

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, as I indicated previously, in outlining our perceptions I was really talking, primarily, about the residential sector when I talked in quantitative terms as to the energy potential. If you were to ask me what the energy saving potential is in the industrial sector, I would have to say that I do not know. It is much too complex. It would have to be

[*Traduction*]

**M. Clay:** Monsieur, si vous me le permettez, je vais revenir à quelques commentaires que vous avez faits plus tôt dans votre témoignage; nous dites à un certain moment qu'il devrait être possible de réduire d'environ un tiers la consommation d'énergie dans les résidences canadiennes, à environ la moitié du de l'approvisionnement équivalent en pétrole et en gaz. Vous avez également déclaré qu'en utilisant bien l'énergie, il serait probablement possible, d'ici l'an 2000, de remplacer quelque 40 centrals et deux usines de traitement de sables pétrolifères produisant 125 000 barils par jour. Cela me porte à croire que vous avez effectué une partie de cette analyse au niveau interne. Compte tenu des différences que vous mentionnez entre la demande énergétique éventuelle et le niveau auquel vous pourriez la réduire grâce à ces programmes, combien en coûterait-il approximativement le baril pour les divers secteurs de la demande en énergie?

En d'autres termes, dans quelle mesure ces divers éléments de l'économie d'énergie et du remplacement du pétrole sont-ils économiques par rapport à ce qu'il en coûte pour augmenter les approvisionnements? Cette question est importante pour nous, car elle nous permeterait de savoir comment on investit les fonds limités du fédéral pour améliorer la situation énergétique du Canada.

**M. Hollbach:** Monsieur le président, nous en avons une assez bonne idée dans le secteur du logement, en raison des divers sondages effectués dans ce domaine. Ce montant de 20 $ le baril est une règle empirique. Il s'élève peut-être à 19,50 $ ou 9 $ ou 1,50 $ le baril, selon que vous achetez, par exemple, un pistolet à calfeuter pour isoler vos fénêtres afin d'économiser de l'énergie. Ce moyen est extrêmement économique. Cependant, si vous reconstruisez une maison pour la rendre conforme à des normes d'énergie efficaces, vous recourez alors à une méthode plus coûteuse. Il est difficile de donner une réponse très précise selon divers secteurs d'économie. En outre, dans le cas du secteur industriel, je pourrais difficilement vous donner une foule de chiffres détaillés, par exemple, sur les écoles, les églises et les immeubles communautaires, d'une part, et les établissements industriels, d'autre part. Nous ne disposons pas de ce genre de détails ou de précisions.

Monsieur le président, je parlais de l'ensemble des énormes chiffres qui permettent réellement d'illustrer le potentiel total qui existe encore. Il faudrait effectuer une étude plus détaillée que celle dont je dispose pour déterminer la quantité d'énergie qui peut être utilisée dans chaque sous-secteur.

**M. Clay:** Je ne songeais pas à ce genre de détails. Vous avez dit, par exemple, que le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a une assez bonne idée du potentiel de l'économie énergétique potentielle. Vous avez fait quelques déclarations terriblement tentantes. Si c'est possible, nous aimerions avoir des exemples un peu plus concrets qui permettent de souligner les commentaires que vous avez faits.

**M. Hollbach:** Monsieur le président, comme je l'ai déjà indiqué, en exposant nos hypothèses, je parlais surtout du secteur résidentiel lorsque je mentionnais des chiffres sur le potentiel énergétique. Si vous me demandiez quel est le potentiel d'économie d'énergie dans le secteur industriel, je devrais vous répondre que je l'ignore. Ce secteur est beaucoup trop com-

[*Text*]

looked at sector by sector. That does not mean, however, that there are no perceptions of the opportunities. For instance, if you talk to the various chairmen of each of the 22 industry task forces, perhaps they could give you a fairly sophisticated, detailed indication of what they see as the energy saving that remain in their respective sectors. I would think that, often, that material could be based on an understanding of some individual member firms in that industry and the measures they are considering in their particular industrial process. That, however, goes into a level of detail, Mr. Chairman, that I am just not familiar with.

**Mr. Clay:** In other words, when you made the statement that you can displace these generating stations and oil sands plants, you cannot provide any of your background analyses?

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, when I made those remarks I believe that I cautioned the committee to the effect that these are very soft, illustrative numbers. They are not hard, scientific facts. They merely provide an indication to sort of stimulate the imagination with a general order of magnitude. This is not something that we can prove with detailed analyses.

**Mr. Clay:** We are sympathetic to the point of view you are espousing. It is just that we would like to get into the matter further. I will raise one more question, after which I think Mrs. Myers has some questions for you. When the committee of the House of Commons was looking at energy alternatives and conservation in Canada, it was told at that time that there were a number of areas of technology wherein Canada was, if not a world leader, at least amongst the front runners in terms of developing technologies which would not only be usable in Canada but would, perhaps, be exportable. The point was made that many of these positions of strength in these alternative energy areas are transient, and if we do not support them and develop them adequately, we would lose those opportunities. Other countries would overtake and pass us. Can you give us rough idea of which areas of energy technology Canada is strong in, and whether or not we are spending enough in those areas to maintain that leadership position?

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, that question is very difficult to answer with a great deal of precision. Let us take, as an example, solar technology. There is no question that companies making solar equipment in Canada have been in the forefront. They are not necessarily the leaders of the pack, but there have been significant contributions in that area. But in the long term that technology, and the evolution of further technology, can only be sustained if that technology is economically viable in the Canadian context. By that I have in mind the following: Canada is not energy short. We have always been a net exporter of energy. The only thing we are short of is oil. But where you have superabundant natural gas and electricity surpluses, obviously it will be more difficult for the solar industry to find a niche in this country than it would be, say, in Israel or some other country that virtually has no indigenous energy sources but lots of hot sunshine. It is really these questions of

[*Traduction*]

plexe. Il faudrait l'examiner secteur par secteur. Cela ne signifie pas cependant que nous n'avons aucune idée des économies possibles qu'il offre. Par exemple, si vous parlez aux divers présidents de chacun des 22 groupes d'étude sur l'industrie, peut-être pourraient-ils vous donner une indication assez complexe et détaillée de l'économie d'énergie qu'il est possible, de réaliser à leur avis, dans leur secteur respectif. Je pense que, souvent, ces renseignements pourraient être fondés sur une entente entre certaines firmes et les mesures qu'elles envisagent dans leur secteur propre. Monsieur le président, il faudrait entrer dans des détails que je ne connais vraiment pas suffisamment.

**M. Clay:** En d'autres termes, lorsque vous avez déclaré que vous pouvez remplacer ces centrales et ces usines de traitement de sables pétrolifères, vous ne pouviez nous fournir aucune de vos analyses de fond?

**M. Hollbach:** Monsieur le président, lorsque j'ai fait ces observations, je crois avoir prévenu le Comité que ces chiffres sont très approximatifs, qu'ils ne servent qu'à illustrer mes propos. Ils ne découlent pas de faits scientifiques solidement fondés. Ils ne font que vous donner une idée de l'importance des moyens de remplacement. Nous ne pouvons pas les justifier à l'aide d'analyses détaillées.

**M. Clay:** Nous souscrivons au point de vue que vous adoptez. C'est que nous voudrions approfondir davantage la question. Je vais soulever un dernier point; je pense que M^me^ Myers aura ensuite quelques questions à vous poser. Lorsque le comité de la Chambre des communes étudiait des énergies de remplacement et des moyens d'économiser l'énergie au Canada, on lui a déclaré à ce moment-là qu'il existait certains secteurs de la technologie dans lesquels le Canada était, sinon une sommité mondiale, du moins au premier rang dans l'élaboration de techniques qui non seulement pourraient être utilisées au Canada, mais pourraient peut-être être exportées. On a souligné que dans ces énergies de remplacement bon nombre de ces positions de force sont éphémères, et faute de les appuyer et de les renforcer suffisamment, nous perdrons les possibilités qu'elles nous offrent. D'autres pays nous supplanteront. Pouvez-vous nous donner une petite idée des secteurs de la technologie énergétique dans lesquels le Canada fait bonne figure, et nous dire si nous y consacrons suffisamment de fonds pour conserver notre position de chef de file?

**M. Hollbach:** Monsieur le président, il est très difficile de répondre à cette question avec beaucoup de précision. Prenons par exemple la technologie solaire. Il n'y a aucun doute que les sociétés qui fabriquent de l'équipement solaire au Canada ont été au premier rang des sociétés innovatrices. Elles ne sont nécessairement les chefs de file, mais elles ont fait d'importantes contributions dans ce domaine. Mais, à longue échéance, cette technologie, et celle qui suivra, ne peut être conservée que si elle est rentable dans le contexte canadien. Par là j'entends que le Canada n'est pas à court d'énergie. Nous avons toujours été un exportateur net d'énergie. La seule chose dont nous sommes à court, c'est de pétrole. Mais lorsqu'on a des surplus de gaz naturel et d'électricité en abondance, il est évidemment plus difficile pour l'industrie de l'énergie solaire de trouver un créneau au Canada, contrairement à, par exemple, un État comme Israël ou quelque autre pays, qui ne possède pratique-

[*Text*]

economics that have to be taken into account when answering a question of how much we should spend on a particular technology to keep it in Canada. I myself would be doubtful that it would be a cost effective expenditure to keep on spending money on a particular technology just because it is there and just for the sake of keeping it in Canada. To stay with the solar example, the new program that was approved last year is very much oriented to further research, but mostly to demonstration, as well as further development, improvements, and technology. At the end of that program it should then be clearer when and to what extent, and where, that technology can find a niche in the particular energy mix that we are enjoying in Canada.

Solar panels are already cost effective for swimming pools. They are not yet cost effective for hot water heating. We have had a number of demonstration programs even preceding CHIP and PUSH which attempted to do just what you are talking about. I am hopeful that the current program will be fairly definitive in establishing the extent to which active solar technology for water heating and space heating can become a permanent feature in the Canadian energy mix.

**Mr. Clay:** If one looks only at the short term, then many of the alternatives are uneconomic. Some countries take strategic decisions and say "These are areas where we are strong. We recognize that in five or ten years they will not be economic; but 15 or 20 years from now we may wish to pursue those alternatives. But if we do not lay the groundwork today, then in a decade or two we will not have the infrastructure to pursue those". For example, a number of countries are making large investments in fusion power. We cannot yet see a time hen fusion power will be economic, but for other reasons those countries have decided that it is worthwile research. Are some areas of technologies, regardless of their present economic viability, areas where Canada has said "These are areas where it is in our national interest to be strong, and perhaps 10 or 20 years down the road we will benefit from the decisions we take today". I understand the immediate economics, but that is not the only consideration.

**Dr. Hollbach:** Mr. Chairman, there are some technologies on which money is currently being spent for exactly that reason, that they may be important in the future, even though they are not economically and commercially viable today. Hydrogen is an example. However, to stay with the solar case, the technology for hot water heating is here and now. There are no fundamental breakthroughs in sight, in terms of engineering know-how. All we can do is to simplify the equipment, to mass produce more of it to get your cost of production down. But the basic concept of capturing solar heat through panels and conducting it away for some household use is known. That clearly is a case of here and now technology

[*Traduction*]

ment aucune source énergétique interne, mais un fort ensoleillement. C'est en fait de ces questions d'économie que dont il faut tenir compte pour déterminer combien nous devrions consacrer à une technologie en particulier pour la conserver au Canada. Personnellement, je doute beaucoup qu'il serait rentable de continuer de consacrer de l'argent à une technologie en particulier simplement parce qu'elle existe ou par souci de la conserver au Canada. Pour m'en tenir à l'exemple de l'énergie solaire, le nouveau programme qui a été approuvé l'an dernier est très orienté vers une recherche plus poussée, mais surtout vers la démonstration, de même que par le perfectionnement, les améliorations et la technologie. Lorsque ce programme sera terminé, il devrait alors être plus facile de savoir à quel moment, dans quelle mesure et où cette technologie pourra trouver un créneau dans les divers secteurs énergétiques dont nous bénéficions au Canada.

Les panneaux solaires sont déjà rentables pour les piscines. Ils ne le sont pas encore pour le chauffage de l'eau. Même avant la création du PITRC et du programme AUES, nous disposions de certains programmes de démonstration visant à réaliser ce dont vous parlez. J'espère que le programme actuel permettra de déterminer de façon assez définitive la mesure dans laquelle la technologie solaire employée activement pour chauffer l'eau et de locaux peut devenir un élément des technologies énergétiques du Canada.

**M. Clay:** Alors, à court terme, bon nombre des moyens de remplacement ne sont pas économiques. Certains pays prennent des décisions stratégiques et se disent: «Voici des secteurs dans lesquels nous sommes forts. Nous reconnaissons que dans cinq ou dix ans, ils ne seront pas économiques, mais dans quinze ou vingt ans, nous voudrons peut-être exploiter ces énergies de rechange. Mais si nous n'en posons pas les bases dès maintenant, dans dix ou vingt ans, nous ne possèderons pas l'infrastructure nécessaire». Par exemple, certains pays effectuent de gros investissements dans l'énergie de fusion. Nous ne savons pas encore à quel moment cette énergie sera économique, mais pour d'autres raisons, ces pays ont décidé qu'il vaut la peine d'effectuer des recherches dans ce domaine. Y a-t-il des secteurs de technologie, peu importe leur rentabilité actuelle, au sujet desquels le Canada a déclaré: «Voici des secteurs dans lesquels il y va de l'intérêt national d'être fort, et peut-être que dans dix ou vingt ans, nous tirerons profit des décisions que nous prenons aujourd'hui»? Je comprends que nous nous attardions dans l'immédiat sur des considérations économques, mais ce ne sont pas les seules dont il faut tenir compte.

**M. Hollbach:** Monsieur le président, on consacre actuellement des fonds à certaines technologies pour la même raison, c'est-à-dire qu'elles risquent de devenir importantes un jour, même si elles ne sont pas économiquement et commercialement rentables à l'heure actuelle. L'hydrogène en est un exemple. Toutefois, pour s'en tenir à la question de l'énergie solaire, nous disposons déjà de la technologie du chauffage de l'eau. Pour ce qui est du savoir technique, il n'y a aucune grande percée en vue. Tout ce que nous pouvons faire, c'est simplifier l'équipement et en produire davantage en série afin de réduire le coût de production. Mais on connaît le principe fondamental qui consiste à capturer l'énergie solaire au moyen de panneaux

[*Text*]

which has to prove itself within the next five years. But that is not the only thing that is being done in that area. R&D money is spent on, for instance, photovoltaics, and on batteries. For instance, alternative sources of energy, and all forms of tapping solar and other energy, will be revolutionarized if there is a breakthrough on battery technology. That has been the big bugbear of storing electricity from sources such as solar. The whole solar supply picture would change dramatically if there were a breakthrough in batteries. There are really several technologies that one has to look at. They are directly or indirectly interlinked. The current R&D program of the department does fund all of them to some extent. It is really very much like race horses just out of the gate. They have to go around for a few times before you can see which ones are pulling ahead and which are falling behind. You then make adjustments as you go along in terms of programs to spend money on. I would be hard pressed to identify any one technology that we must have for strategic reasons. We are spending money on a number of technologies, but only because there is some chance that at some future point in time they may pan out.

**Mrs. Lynne Myers, Research Officer, Research Branch, Library of Parliament:** Mr. Chairman, I have one question. Could you explain briefly the rationale for changing the CREDA program, which was a provincially administered one, to the ENERDEMO program, which is federally administered. Was that an indication that the federal government can do a better job, or is there some other reason for it? Can you give me an indication of the fate of some of the joint programs that were started under CREDA that may now be in difficulty.

**Dr. Hollbach:** To answer your first question, there are two perfectly viable way of delivering such a program. One is under federal-provincial administration, and the other is under federal only delivery; and the choice has been made by ministers. With regard to the fate of the programs, there is a wind-up period of one year, and any and all projects approved before the expiry of the CREDA agreements will be handled under that CREDA agreement; and any new projects coming along will be handled under ENERDEMO-Canada. The same criteria applies to the people who evaluate the projects.

**The Chairman:** Thank you, Dr. Hollbach. We appreciate your presence here today. The meeting will be adjourned until 4 p.m. this afternoon when we shall hear from Mr. Tellier, the assistant deputy minister.

The committee adjourned.

---

*The committee resumed at 4 p.m.*

**The Chairman:** Mr. Tellier, we are very grateful to you for putting yourself at the disposal of the committee from time to time. With your appearance today, we hope that we will not have to recall you for some months, at least until the final

[*Traduction*]

et de s'en servir à des fins domestiques. Il s'agit clairement d'une technologie déjà existante qui doit faire ses preuves dans les cinq prochaines années. Mais ce n'est pas la seule recherche qui s'effectue dans ce domaine. Les fonds de la recherche et du développement sont consacrés, par exemple, aux cellules photovoltaïques et aux batteries. Ainsi, les sources d'énergies de remplacement, et tous les moyens de capter l'énergie solaire et autre seront transformées radicalement si la technologie des batteries fait une percée. Parvenir à emmagasiner de l'électricité à partir de sources telles que l'énergie solaire a été un cauchemar. Toute la situation des approvisionnements en énergie solaire changerait radicalement s'il y avait une percée dans les batteries. Il faut en fait considérer plusieurs technologies à la fois, car elles sont directement ou indirectement liées entre elles. Le programme actuel de recherche et de développement du ministère les finances toutes dans une certaines mesure. On peut comparer la situation aux chevaux de course qui viennent de franchir la barrière du départ. Il faut qu'ils aient fait quelques tours de piste avant qu'on puisse déterminer lesquels prennent la tête. Il faut ensuite rajuster au fur et à mesure les programmes auxquels on consacrera de l'argent. J'aurais beaucoup de difficulté à cerner une quelconque technologie dont nous devons disposer pour des raisons stratégiques. Nous consacrons de l'argent à certaines technologies, mais seulement parce qu'il est possible qu'elles paieront un jour.

**Mme Lynne Myers, recherchiste, Service de recherches, Bibliothèque du Parlement:** Monsieur le président, j'ai une question. Pourriez-vous nous expliquer brièvement les raisons pour lesquelles on a remplacé les EPDER, administrées par les provinces, par le programme ENERDEMO, adminstré par le gouvernement fédéral. Cela indiquait-il que le gouvernement fédéral peut accomplir un meilleur travail, ou y a-t-il une autre raison à cela? Pouvez-vous m'indiquer le sort de certains programmes mixtes amorcés aux termes des EPDER qui sont peut-être maintenant en difficulté?

**M. Hollbach:** Pour répondre à votre première question, il y a deux façon parfaitement rentables d'appliquer un programme de ce genre: l'une, par une gestion fédérale-provinciale et l'autre, par l'intermédiaire du gouvernement fédéral unique; ce sont les ministres qui ont opté pour cette deuxième solution. En ce qui a trait au sort des programmes, tous les projets approuvés avant l'expiration des EPDER, soit après un an, seront menés aux termes de ces ententes; et tous les nouveaux projets seront menés par ENERDEMO-Canada. Le même critère s'applique aux personnes qui évaluent les projets.

**Le président:** Je vous remercie, monsieur Hollbach. Nous vous savons gré de vous être joint à nous aujourd'hui. La séance est levée jusqu'à 16 heures; nous entendrons alors M. Tellier, sous-ministre adjoint.

Le Comité suspend ses travaux.

---

*Le Comité reprend ses travaux à 16 heures.*

**Le président:** Monsieur Tellier, nous vous sommes très reconnaissants de vous mettre à la disposition du Comité de temps à autre. Nous espérons ne pas avoir à vous convoquer à nouveau au cours des prochains mois, du moins pas, avant

[*Text*]

round later. There are two or three areas which we would like to clarify with you in light of your previous appearance before the committee. My own questions deal with the taxation and pricing areas and the third objective of the National Energy Program.

We have had the National Energy Program of 1980; the New Energy Agreement of September 1, 1981; the National Energy Program update of May 31, 1982; the amendements to the NEA of June 30, 1982 and there are some agreements subsequent to those. On reviewing these agreements, if there is one constant, it is that we were consistently wrong with respect to our prognosis of oil prices and the pricing arrangement. I say "we" because, as you have said, you were not alone. You were involved with industry and the bankers. When the CPA appeared before us they said that at that time they thought they had reached the promised land.

In retrospect, did the National Energy Program go too far too fast in achieving the goal of transferring and sharing of wealth, and was it too rigid and unilateral in its approach to meet any unforeseen substantial alterations and economic circumstances?

**Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister, Department of Energy, Mines and Resources:** Mr. Chairman, the answer to your question could be a very subjective one. It is a matter of opinion. I think you have to look at how our revenues were shared and how they are shared today. I realize that there a number of factors, such as the economic recession, the drop in the international price and so on, involved. The reallocation of revenues between the three key players—industry, the producing provinces and the federal government—has not followed a straight line. There have been peaks and valleys. However, if you look at where we were and where we are today, one can argue that the share of these revenues which were available to the Government of Canada back in 1978 or 1979 was quite low and that the share today can be described as being at an acceptable level. Again, it depends upon one's view of the responsibilities of the Government of Canada in the distribution of wealth among individuals and regions. The end result, as we see it today, is that the share of industry is roughly the same as or slightly higher than what it was in 1979. One could argue that the distribution that has taken place between the federal government and the provinces was highly desirable, and one could argue that it was not. The point I am trying to make is that at this point in time one could not conclude that reallocation has been a detriment to the industry.

**The Chairman:** If you judge it solely on the equitable redistribution of wealth, it has been an outstanding success. But if in the process we accept the view of the CPA, which is industry, there has generally been wealth destruction in attaining the goal. However, you do not share that view?

**Mr. Tellier:** Again, it is a question of opinon as to whether the NEP *per se* has been in part or to a significant degree, responsible for decline in the industrial profits and earnings

[*Traduction*]

l'étape finale de nos travaux. Il y a deux ou trois points que nous aimerions éclairir avec vous, dont il a d'ailleurs été question dans votre témoignage précédent. Mes propres questions ont trait à l'imposition de taxes et à l'établissement des prix de même qu'au troisième objectif du Programme énergétique national.

En 1980, il y a eu le Programme énergétique national, le 1er septembre 1981, le nouvel accord énergétique, le 31 mai 1982, la mise à jour du Programme énergétique national, le 30 juin 1982, des modifications au nouvel accord énergétique, et par la suite quelques autres accords ont été conclus. On se rend compte en les examinant, que nous nous sommes constamment trompés dans nos pronostics concernant le prix du pétrole et l'établissement des prix. Je dis «nous» parce que comme vous l'avez déclaré vous-même, vous n'étiez pas les seuls en cause. Il fallait également compter avec l'industrie et les banquiers. Lorsque nous l'avons rencontrée, l'Association pétrolière canadienne (A.P.C.) nous a dit qu'elle croyait alors avoir trouvé la terre promise.

En rétrospective, le Programme énergétique national est-il allé trop loin trop vite en, ce qui concerne le transfert et la répartition des richesses? L'approche adoptée n'était-elle pas trop rigide et unilatérale pour que puissent être accommodés des changements économiques majeurs impossibles à prévoir?

**M. Paul M. Tellier, sous-ministre, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Monsieur le président, je ne pourrais pas vous répondre objectivement. C'est une question d'opinion. Je pense qu'il nous faut examiner la façon dont nos recettes étaient réparties et la façon dont elles le sont aujourd'hui. Je me rends bien compte qu'un certain nombre de facteurs, interviennent, dont la récession économique et la chute des prix mondiaux. Le partage des recettes entre les trois grands joueurs, c'est-à-dire l'industrie, les provinces productrices et le gouvernement fédéral—n'a pas été aisé. Cependant, si on examine la situation d'alors et d'aujourd'hui, on peut affirmer que les recettes dont disposait le gouvernement du Canada en 1978 ou 1979 étaient assez maigres et qu'aujourd'hui elles sont acceptables. Une fois de plus, tout dépend des vues qu'on a sur les responsabilités du gouvernement du Canada dans la répartition des richesses entre les régions. En définitive, l'industrie a aujourd'hui des revenus à peu près égaux ou légèrement supérieurs à ceux qu'elle réalisait en 1979. Certains pourraient prétendre que le partage entre le gouvernement fédéral et les provinces était des plus souhaitables, et d'autres le contraire. Ce que je veux bien faire ressortir, c'est qu'on ne saurait conclure pour l'instant que le partage s'est fait au détriment de l'industrie.

**Le président:** Si on ne tient compte que de l'équité de la redistribution des richesses, on peut parler de succès remarquable. Mais si on tient également compte des vues de l'A.P.C., c'est-à-dire de l'industrie, il faut admettre que des richesses ont été perdues en chemin. N'êtes-vous pas d'accord avec cela?

**M. Tellier:** Cela revient encore une fois à se demander dans quelle mesure la chute des profits et des revenus des industries au cours des dernières années peut être imputée au PEN. Il se

[*Text*]

over recent years. One could argue that the decline is attributable to conservation and to cyclical changes as a result of the recession. I recognize that certain people within the industry will say that the decline is attributable to the NEP.

**The Chairman:** But you do not share that view?

**Mr. Tellier:** No. I think that the financial situation of the industry, which went through a difficult period in the early part of this decade, is the result of what took place around the world, that is a significant decline in demand and a reduction in economic activities.

**The Chairman:** In light of our experience from the establishment in 1980 of the National Energy Program, with its objectives, rigid provisions and so forth, and in light of the many subsequent amendments and changes as economic conditions changed and so forth, do you not think that we might better return to the 18 month agreement, instead of long-term agreements?

**Mr. Tellier:** That is a valid question. I don't think that the length of the agreement matters as much as the need to review on an ongoing basis the situation as it unfolds to be ready for the two levels of government to sit down with industry to take stock of where we are and what changes, if any, are necessary. If you were to ask me to characterize the spirit in which we have been working with the industry over the past 12 to 18 months, I would say that there has been much agreement and consultation on a great many subject matters at many levels. The three players have managed to take a very down-to-earth, concrete, practical approach to problem solving. I can give several examples. The first one that comes to mind is the Cold Lake Project which we read about in the newspapers. Imperial Oil came forward and asked for a certain number of concessions or modifications to the fiscal regime and to other aspects of the policy to enable them to bring the development on stream. Discussions took place between ourselves and the company. The same thing took place between the company and the Alberta government. At one point in time these requests, or these adjustments to the fiscal regime, were put in a letter from Mr. McIvor to the Minister of Energy, Mines and Resources, Mr. Chrétien. This exchange of letters enabled the company to take a wise decision, that is, to launch the project.

So I think that the industry and the two orders of government have demonstrated a great deal of flexibility with respect to tackling the issues as they came forth. Exactly the same process was followed in the case of BP and Wolf Lake. So it does not matter very much whether we have an 18 month, 24 month or 36 month agreement. What matters is the spirit, the attitude within which you have ready to adjust to this agreement, if and when required.

**The Chairman:** I can only make the observation that the present fiscal situation between industry and governments seems to me to be the result of a renewed spirit and will to compromise and co-operate which has emerged and which, in turn, has made compromise possible in light of changing circumstances and conditions.

You mentioned the flexibility we now seem to have found in reaching these agreements, which leads me to the area which

[*Traduction*]

pourrait qu'elle soit attribuable aux mesures de conservation et aux changements cycliques qu'a entraîné la récession. Je reconnais que certains industriels affirmeront que le déclin est attribuable au PEN.

**Le président:** N'êtes-vous pas de cet avis?

**M. Tellier:** Non. Je pense que la situation financière de l'industrie, qui a traversé une période difficile au début de la présente décennie, est imputable à ce qui s'est passé un peu partout dans le monde, c'est-à-dire à une baisse importante de la demande et à un essoufflement de l'économie.

**Le président:** Compte tenu de l'expérience que nous avons acquise depuis le lancement, en 1980, du Programme énergétique national avec tout ce qu'il comportait d'objectifs, de dispositions strictes et ainsi de suite, et des nombreuses modifications subséquentes dictées par la conjoncture économique et divers facteurs, ne croyez-vous pas qu'il serait préférable d'en revenir à un accord de 18 mois et de laisser tomber les accords à long terme?

**M. Tellier:** C'est une question intéressante. Je ne pense pas que la durée de l'accord ait autant d'importance que la nécessité de revoir la situation afin que les deux paliers de gouvernement puissent au besoin s'asseoir à la même table que l'industrie pour essayer de voir où nous en sommes et déterminer si des changements s'imposent. Si vous me demandiez quelles ont été nos relations avec l'industrie au cours des quelques douze ou dix-huit derniers mois, je vous répondrais qu'il y a eu entente et consultation sur de nombreux sujets à des paliers différents. Les trois joueurs ont réussi à aborder le problème de façon pratique. Je peux vous en donner plusieurs exemples. Le premier qui me vient à l'esprit est celui du projet de Cold Lake dont il a été question dans les journaux. L'*Imperial Oil* est venue nous voir et nous a demandé de lui accorder certaines concessions ou de modifier le régime fiscal et d'autres aspects de la politique afin qu'elle soit en mesure d'assurer la mise en exploitation du projet. Nous avons discuté avec elle. Elle a procédé de la même façon avec le gouvernement de l'Alberta. A un moment donné, M. McIvor a exposé ses revendications et demandé un assouplissment du régime fiscal dans une lettre adressée au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M. Chrétien. Cet échange de lettres a permis à la compagnie de prendre une décision sage, c'est-à-dire de lancer le projet.

Je pense donc que l'industrie et les deux paliers de gouvernement ont su faire preuve d'une grande souplesse lorsque des problèmes se sont posés. Le même processus a été suivi dans le cas de la BP et du projet de Wolf Lake. Peu importe donc que l'accord porte sur 18, 24 ou 36 mois. Ce qui importe, c'est de pouvoir s'adapter aux changements à mesure qu'ils se présentent.

**Le président:** Je ne peux que faire observer que l'accord financier actuel entre l'industrie et les gouvernements semble être le résultat d'un désir nouveau de compromis et de collaboration qui a rendu possibles les concessions à la lumière des circonstances et de la conjoncture changeante.

Vous avez parlé de la souplesse démontrée, ce qui m'amène à une question que vous avez soulevée, c'est-à-dire l'accord sur

[*Text*]

you have opened up, that is, the Cold Lake agreement. We seem to be moving into the area of special agreements having regard to special projects under unique circumstances, such as EOR projects. This committee was the first committee to recommend a change in the National Energy Program to cover those projects. Do you see a continuation of this special agreement for special areas for special projects instead of the rigid rules and regulations covering all projects? For example, do you see a special regime for the high Arctic as compared to the east coast with respect to specific projects?

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, my answer would be that this specific approach, as opposed to a systematic approach, has both advantages and disadvantages. The advantage is that you can sit down with a given company, or a given proponent, and that company can tell the federal government, or other governments, what is required in order to improve the economics of this or that project in order to get it off the ground. The disadvantage that I see is that from time to time you will hear investors saying, "We would like to know in advance what the rules are going to be and why don't you have a generic regime?"

Moving to the downside of the generic regime, it is that this regime tends to be the floor, the basic minimum, at which you have to start your negotiations. It can become an enrichment process. So you will have a generic regime, for instance, no PGRT until project payout, as established in the second last budget. Then the next person who walks through the door will say, "We obviously take it for granted that that concession was made in the last budget so this is taken for granted; let us talk about something else." If that something else becomes a generic regime then the second proponent coming through the door will say, "Then we can take this one and this one for granted; let us talk about something else." So it is an enrichment process in that fiscal concession road that could have some disadvantages.

It is not a black and white situation. However, it seems to me, and I am just expressing an opinion here, that it would be very difficult to have an identical fiscal regime, whether you are talking about the Beaufort Sea, the tarsands or the east coast. It seems to me that given the fact that the parameters within which you have to operate are quite different, one could see emerging in the years ahead at least these three generic regimes.

**The Chairman:** You mentioned sitting down with industry. We heard representatives from the CPA who told us that in the establishment of the National Energy Program industry did not participate in formulating the NEP, the NEP updates or amendments to the MOA. In retrospect, would you say it was an error to have omitted the participation of industry—one of the most important players—in those discussions?

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, it would be unfair for me to comment on that, given the fact that I was not involved in any way, shape or form with respect to the formulation of the NEP.

[*Traduction*]

le projet de Cold Lake. Nous semblons nous orienter vers la signature d'accords spéciaux concernant des projets spéciaux entrepris dans des circonstances uniques, comme les projets de récupération assistée du pétrole. Notre Comité a été le premier à recommander que des modifications soient apportées au Programme énergétique national pour qu'il englobe ces projets. Croyez-vous que des accords spéciaux pourront continuer à être conclus pour des projets spéciaux ou que des règles rigides continueront à s'appliquer à tous les projets? En ce qui concerne des projets précis par exemple, envisageriez-vous un régime spécial pour l'extrême Arctique par opposition à la côte est?

**M. Tellier:** Je vous répondrai, monsieur le président, que cette approche spécifique plutôt que systématique présente des avantages et des inconvénients. Les avantages sont qu'une compagnie donnée peut préciser au gouvernement fédéral ou aux autres gouvernements ce dont elle a besoin pour que son projet soit viable, de façon qu'il puisse être mis sur pied. L'inconvénient, c'est que de temps à autre des investisseurs diront: «Nous aimerions savoir à l'avance ce que seront les règles du jeu et pourquoi le régime n'est pas le même pour tous.»

Le fait est que le régime tend à constituer la base à partie de laquelle on commence à négocier. Le processus peut être enrichissant. Le régime pourrait prévoir par exemple qu'aucune taxe sur les recettes pétrolières et gazières ne sera imposée tant que le projet ne sera pas rentable; c'est ce que proposait l'avant-dernier budget. Quelqu'un d'autre pourrait dire: «Cette concession nous a déjà été accordée par le dernier budget; cela dit, passons à autre chose.» Si cette autre chose devient la norme, quelqu'un dira encore: «Nous tenons ces deux concessions pour acquises; parlons d'autre chose.» Ce processus de concessions fiscales risque de comporter des inconvénients.

La situation n'est pas définie nettement. Cependant, il me semble, et ce n'est là qu'une opinion, qu'il serait difficile d'appliquer les mêmes règles fiscales lorsqu'il est question de la mer de Beaufort, des sables bitumineux ou de la côte est. Parce que les paramètres à l'intérieur desquels l'exploitation se fait sont fort différents, on pourrait voir trois systèmes distincts émerger au cours des années à venir.

**Le président:** Vous avez dit que l'industrie avait été consultée. Des représentants de l'A.P.C. nous ont affirmé que l'industrie n'avait pas eu son mot à dire sur le PEN lorsqu'il a été question de le formuler ou de le mettre à jour et d'apporter des modifications au nouvel accord énergétique. En rétrospective, diriez-vous que vous avez commis une faute en n'invitant pas l'industrie, un des joueurs les plus importants, à participer aux discussion?

**M. Tellier:** Monsieur le président, il serait injuste que je fasse des observations là-dessus étant donné que je n'ai rien eu à voir avec l'élaboration du PEN.

[*Text*]

**Le sénateur Le Moyne:** Depuis le début de ces audiences, j'ai l'impression persistente que la politique énergétique du gouvernement est tellement liée au marché qu'elle néglige les problèmes d'un avenir qui se fait de plus en plus troublant et pressant. Ce n'est pas une critique, mais je vous demande, est-ce qu'une pareille impression peut en apparence du moins être justifiée ou peut-être s'expliquer en apparence.

**M. Tellier:** Cela dépend un peu monsieur le président de ce que vous voulez dire lorsque vous dites que vous avez une perception que la politique énergétique est intimement liée à l'état du marché. L'état du marché détermine un certain nombre de décisions. Par exemple, lorsqu'on parle des sables bitumineux ou de la côte est, à un moment donné l'investisseur doit prendre des décisions à savoir si oui ou non il est rentable de développer tel champ gazifère ou pétrolifère.

A ce moment, dépendant de ce que vaut 1,000 pieds cubes de gaz naturel sur le marché ou un baril de pétrole, à ce moment, l'économique du projet exige ou non des concessions fiscales de la part des gouvernements. Dans ce sens, je pense que oui, en grande partie, la politique énergétique est intimement liée aux lois du marché.

Cependant, il y a des exemples, entre autres Syncrude qui est le plus gros projet de sables bitumineux, où là, et la compagnie et les gouvernements ont décidé de s'associer et de partager d'une certaine façon le risque qui normalement devrait tomber d'abord et avant tout sur les investisseurs.

**Le sénateur Le Moyne:** D'une façon générale, vous tenez à ceci: Les contraintes économiques sont supprimées, en dépit de ce que l'avenir annonce. Je veux en venir à ceci: Nous ne semblons pas avoir une espèce de différentiel de chute créateur vis-à-vis la situation de l'énergie. Nous nous laissons en somme mener par des circonstances fort honorables, très pressantes. Nous n'intervenons pas beaucoup au niveau de l'avenir. J'essaie d'éclairer mon impression mais elle persiste toujours, même en raison de ce que vous me dites si raisonnablement.

**M. Tellier:** Je suppose que le commentaire que je peux émettre à la suite de la question que vous me posez sénateur Le Moyne c'est dans quelle mesure on considère que l'énergie a une valeur stratégique par opposition à une valeur essentiellement économique. Si l'on en vient à la conclusion que l'énergie a une importance stratégique, et que par conséquent, l'énergie, que ce soit le gaz, le pétrole, l'électricité, doit être traitée d'une façon différente du potasse ou du charbon ou autrement, à ce moment-là il y a un certain nombre de décisions qui peuvent découler de ce point de vue. A l'heure actuelle, on reconnaît une importance stratégique à l'énergie. Les lois du marché sont cependant déterminantes.

**Le sénateur Le Moyne:** Vous ne lui reconnaissez pas une valeur humaine. Quelle que soit sa source, sans énergie, nous sommes foutus. C'est là-dessus que je trouve qu'on n'insiste pas suffisamment. Merci monsieur le président.

**The Chairman:** Perhaps we could move to Canadianization, Mr. Tellier. The last time you appeared before us, you gave us some very significant figures. I think they were 22 to 44, or something like that?

[*Traduction*]

**Senator Le Moyne:** Since the beginning of these hearings, I have had the nagging impression that the government's energy policy is so closely tied to market conditions that it tends to overlook the problems we are likely to face in the future that is fast approaching. Not that I am criticizing, but I would like to know if my impression is correct?

**Mr. Tellier:** That depends, Mr. Chairman, on what you mean when you say that in your opinion, the energy policy is closely tied to market conditions. Market conditions do indeed determine a certain number of decisions. For example, if we consider the tar sands or the oil deposits off the east coast, the investor has to decide whether or not it is profitable for him to develop a particular gas or oil field.

In making his decision, he has to consider the current market value of 1,000 cubic feet of natural gas or the market value of one barrel of oil. Depending on the economics of the project, governments make tax concessions. In this respect, I agree that the energy policy is largely tied to market conditions.

However, there are cases, among others Syncrude which is one of the big tar sands projects, where the company and the governments have decided to share, so to speak, the risks involved, risks which would normally be borne by the investors.

**Senator Le Moyne:** So what you are saying is that generally speaking, economic restraints are not taken into consideration, despite the problems that the future holds in store for us. My point is this: we do not seem to have any specific mechanism to react vis-à-vis the energy situation. In short, we have let urgent, honourable circumstances dictate our action. We do not look much to the future. I have tried to wipe out this impression, but it persists, despite the reasonableness of what you have just said.

**Mr. Tellier:** I suppose I could answer your question, Senator Le Moyne, by saying that we feel energy has a strategic value, rather than merely an economic importance. If we agree that energy has a certain strategic value, and that consequently, energy, whether in the form of gas, oil or electricity, must be approached somewhat differently than say potash, coal and the like, then this perspective could lead us to make a certain number of decisions. At present, we acknowledge the strategic importance of energy. However, market conditions are a determining factor.

**Senator Le Moyne:** What about its importance to people? Without energy, regardless of the form it takes, we are in serious trouble. I think that we don't stress this fact enough. Thank you, Mr. Chairman.

**Le président:** Monsieur Tellier, j'aimerais qu'on passe maintenant à la canadianisation. La dernière fois que vous avez comparu devant nous, vous nous avez dit, je crois, que le taux de participation de l'industrie canadienne était passi de 22 à 44 p. 100 ou quelque chose du genre.

[*Text*]

**Mr. Tellier:** They were 28 to 38.

**The Chairman:** That is based on production?

**Mr. Tellier:** This is the proportion, the share of the upstream revenues going to Canadians. That is the allocation of the share of the revenues based on the revenues in the upstream.

**The Chairman:** That is the share going to Canadians. We had Mr. Taschereau before us this morning who gave us the figure of 30 per cent increase to 60 per cent, based on land holding. First of all, I will take your figure of 28 to 38. There will be no significant increase in that from now on, that I can see, over the next seven or eight years because there will be no production coming on-stream in the Beaufort for at least eight years; in the east coast, perhaps seven years, so that we will not have any increase in production from those two sources which would significantly raise your figure, since I cannot see it going any higher over the next seven or eight years. Am I right in assumption?

**Mr. Tellier:** Only if you assume that nothing will take place in relation to the indirect acquisitions.

**The Chairman:** That is quite right. How much of that 28 to 38 figure is acquisition?

**Mr. Tellier:** A fair amount, and if the indirect acquisitions which are not in the "pipeline" were to fall on the Canadian side, Canadianization would be increased by an additional seven per cent.

**The Chairman:** Then, I move to Mr. Taschereau's figures of 30 to 60 per cent based on land holdings. As I recall his evidence, he said that the multi-nationals have the biggest proportion of land with the best prospects and that, as a result of farm-outs, these land holdings have increased from 30 to 60 per cent. However, the facts is that if they had the best land with the best structure, farming it out to Canadians will not lead to production, in my opinion, because, as a land man, I always learned you never farm out you best land. Therefore, while we may have increased land holdings, increased land holding in moose pasture is really not a very valuable asset and therefore I can see no real increased Canadianization with respect to the exploration agreements that have been farmed out or Canadianized.

**Mr. Tellier:** It all depends on whether we agree with your assumption that only moose pasture is being farmed out. With respect to the Hibernia Field, Mr. Chairman, you may recall that the discovery took place on a piece of land that had been farmed out. There are other examples that I can think of where a piece of land was farmed out and it later led to a major discovery, so I do not think that we can say that the so-called multi-nationals are sitting on their best land and farming out the rest.

[*Traduction*]

**M. Tellier:** J'ai dit que ce taux était passé de 28 à 38 p. 100.

**Le président:** S'agit il de la participation au chapitre de la production?

**M. Tellier:** Il s'agit du pourcentage, de la part de revenus en amont que touchent les Canadiens.

**Le président:** C'est donc la part que touchent les Canadiens. M. Taschereau a comparu devant nous ce matin et il a parlé d'une augmentation de 30 p. 100 à 60 p. 100 de la participation canadienne au chapitre des propriétés. Je me servirai d'abord de vos données, soit 28 à 38 p. 100. Je ne crois pas qu'il y ait d'augmentation considérable du taux de participation canadienne au cours des sept ou huit prochaines années puisqu'il n'y aura pas de nouvelle production dans la mer de Beaufort avant huit ans au moins; sur le côte est, cette situation se poursuivra peut-être pendant sept ans. Ainsi, il n'y aura aucune augmentation de la production provenant de ces deux sources et, par conséquent, aucune hausse des taux que vous nous avez donnés. Ai-je raison?

**M. Tellier:** Seulement si vous supposez qu'il ne se produira rien au chapitre des acquisitions indirectes.

**Le président:** C'est exact. Quelle proportion de la hausse du taux de participation de 28 à 38 p. 100 porte sur les acquisitions?

**M. Tellier:** Une bonne partie; si les acquisitions indirectes qui ne sont pas dans le «pipe-line» étaient faites par des Canadiens, cela représenterait une augmentation de 7 p. 100 du taux de canadianisation.

**Le président:** Je me servirai maintenant des données de M. Taschereau, soit une augmentation de la participation canadienne de 30 à 60 p. 100 au chapitre des propriétés. Si je me souviens bien de ses propos, les sociétés multinationales ont la majorité des terres prometteuses et la participation canadienne au chapitre de les propriétés est passée de 30 à 60 p. 100 en raison des accords d'exploitation. Toutefois, si ces sociétés avaient les meilleures terres et les meilleures structures, aucune production n'en découlerait du fait qu'elles en autorisent l'exploitation par des Canadiens; je m'y connais en terres et j'ai appris qu'il ne faut jamais autoriser l'exploitation de vos meilleures terres. Ainsi, même si nous avons plus de propriétés, si elles se trouvent dans des pâturages pour orignaux, elles n'ont pas beaucoup de valeur; c'est pourquoi je ne crois pas qu'il y aura une augmentation réelle de la canadianisation au chapitre des accords d'exploration visant les terres canadianisées ou celles qui ont fait l'objet d'un accord d'exploration.

**M. Tellier:** Tout dépend si nous convenons avec vous que ce ne sont que les pâtirages pour orignaux qui font l'objet de ces accords. Pour ce qui est de Hibernia, monsieur le président, vous vous souviendrez que cette découverte a eu lieu sur une terre visée par un accord du genre. Je peux penser à d'autres exemples où on a autorisé l'exploitation de terres sur lesquelles on a fait plus tard des découvertes importantes; je ne crois donc pas qu'on puisse dire que ces sociétés qu'on appelle des multinationales conservent leurs meilleures terres et n'autorisent l'exploitation que des autres.

[*Text*]

I will give you another example which has come to mind in the delineation program that is taking place now off Venture. As you may recall, Mr. Chairman, two additional delineation wells are required. The drilling on one is now taking place and the other one will be drilled in the near future between West Venture and Olympis, where the results of seismic surveys are quite impressive. On that well, for instance, Texaco announced last week or the week before that they were going to farm this out to the new partnership of A.T. and S. which is Atco, Texaco and Sunlight, so that this is again a case where there are very good structures and it is a question of finding out whether the Olympia and West Venture structures are linked together. This, as I say, was farmed out to Atco, for one, which is obvisouly a Canadian company.

**Senator Thériault:** You are talking about gas here?

**Mr. Tellier:** I am talking about gas.

**Senator Thériault:** Mr. Tellier if there was no dispute between Newfoundland and Canada over the ownership of this area, would it still take seven years to bring it into production? Supposing everything was settled tomorrow and there was an agreement reached, would it still take seven years before we could expect production of oil from Hibernia?

**Mr. Tellier:** It would take anywhere from approximately four years to seven years. However, your question is: Is the lack of an agreement on the management of the off-shore resources between Newfoundland and Canada creating delays in the development of Hibernia? My answer is: No. I do not think that Mobil and its partners could develop Hibernia at a faster rate if, tomorrow morning we were to sign or yesterday morning, we had signed an agreement on Hibernia.

The Government of Canada decided about a year ago that we were going to manage those resources because we owned them, and decisions are being taken as expeditiously as possible.

**Senator Thériault:** So it is settled now and that agreement does not matter, but you still think it will be at least seven years before that can be brought into production?

**Mr. Tellier:** The seven years has to do with what I call full-blown production, but as I mentioned on a previous occasion, if it is agreed that what matters most is to have access to a more limited quantity of crude oil, this could be done in four years.

**Senator Le Moyne:** My question relates to the future. Suppose an emergency situation arises and we have to put into production a new oil field, this will take three and a half to four years. I am thinking of a technical type of anticipation. Is that because of the current psychology and culture?

**Mr. Tellier:** I suppose, Mr. Chairman—and this is mere speculation on my part—if an emergency situation arose and we decided to eliminate a great many of the hurdles that exist in the regulatory process, in the approval process, and so forth, if we decided to forget about environmental impact statements, forget about a Canada benefit plan, forget about a manpower

[*Traduction*]

Je vais vous donner un autre exemple qui me vient à l'idée, dans le cadre du programme de délimitation qui se produit à Venture. Comme vous vous en souviendrez peut-être, monsieur le président, il faut deux autres puits de délimitation. On fore actuellement un de ces puits et l'autre sera foré sous peu entre West-Venture et Olympia, où les résultats des relevés sismiques sont fort impressionnants. Pour ce qui est de ce puits, par exemple, la société Texaco a annoncé la semaine dernière ou la semaine d'avant qu'elle autoriserait la nouvelle société A.T.S. qui est formée d'Atco, de Texaco et de Sunlight à l'exploiter; il s'agit encore une fois d'une situation où il existe de très bonnes structures. Il faudra simplement déterminer si les structures d'Olympia et de West-Venture sont reliées. Comme je l'ai dit, ce terrain sera exploité, entre autres, par Atco, une société canadienne.

**Le sénateur Thériault:** Vous parlez de gaz naturel?

**M. Tellier:** C'est exact.

**Le sénateur Thériault:** Monsieur Tellier, s'il n'y avait pas de conflit entre Terre-Neuve et le Canada quant à la propriété des ressources de cette région, est-ce qu'il faudrait quand même sept ans pour en arriver à la production? Si tout était réglé demain, si ces deux parties s'entendaient, faudrait-il tout de même sept ans avant qu'on puisse obtenir du pétrole d'Hibernia?

**M. Tellier:** Il faudrait de quatre à sept ans. Toutefois, il faut se poser la question suivante: l'absence d'une entente entre le Canada et Terre-Neuve, sur la gestion des ressources au large des côtes retarde-t-elle l'exploitation d'Hibernia? Selon moi, la réponse est non. Je ne crois pas que la société Mobil et ses partenaires exploiteraient Hibernia plus rapidement si nous avions signé hier matin une entente à cet égard ou si nous en signions une demain.

Le gouvernement du Canada a décidé, il y a environ un an, que nous allions nous occuper de la gestion de ces ressources parce qu'elles nous appartenaient, nous prenons donc des mesures en ce sens le plus rapidement possible.

**Le sénateur Thériault:** Cette question est donc réglée; cet accord n'est pas important. Vous pensez toujours qu'il faudra au moins sept ans avant de passer à la production.

**M. Tellier:** Après cette période, nous aurons ce que j'appelle une pleine production, cependant, comme je l'ai déjà dit, si on s'entendpour dire que l'objectif le plus important est d'avoir accès à une quantité plus limitée de pétrole brut, cet objectif pourrait être réalisé en quatre ans.

**Le sénateur Le Moyne:** Ma question porte sur l'avenir. S'il y avait une situation critique et que nous dussions entreprendre l'exploitation d'un gisement de pétrole, il nous faudrait entre trois ans et demi et quatre ans pour y arriver. Je pense à une préparation technique. Est-ce que cette situation provient de la psychologie et de la culture actuelles?

**M. Tellier:** Monsieur le président, je crois que s'ils s'agissait d'une situation critique, si on décidait d'éliminer une bonne partie des obstacles qui existent au chapitre du processus réglementaire, du processus d'approbation et ainsi de suite, si on décidait de ne pas tenir compte des énoncés sur les incidences environnementales, du plan des retombées canadiennes, du

[*Text*]

plan, and so forth, we could reduce that period of time significantly.

At the present time, as you know, there are public hearings and a long review process, but on a crash basis, I am sure some of these projects could come on stream much faster because of this off-the-shelf technology.

**Senator Le Moyne:** We are not on a footing of war, but perhaps we could move a little faster.

**The Chairman:** I have just a few more questions on Canadianization. The Auditor General recommended a cost study with respect to Canadianization. Has that study been undertaken by your department?

**Mr. Tellier:** Yes, Mr. Chairman, it is under way. The Auditor General, his staff and ourselves have a legitimate difference of view on this subject. The Auditor General, his staff and ourselves are in full agreement that any government program, including this one, has to be completely and totally evaluated.

**The Chairman:** You said "any government program"; do you mean the NEP?

**Mr. Tellier:** Yes, or the Canadianization aspect, the PIP program. I suppose where we disagree is that basically the Auditor General in his report said that we should have started that evaluation long before we did, and the response from the department to that statement was that there was a need to acquire at least a limited amount of expertise and data in order to undertake a comprehensive and global evaluation of the program. So, yes, it is under way and, yes, it will be completed sometime during the next fiscal year, but it is a massive exercise, as you well know.

**The Chairman:** Do you mean the fiscal year 1984-1985?

**Mr. Tellier:** The fiscal year 1985-1986.

**The Chairman:** Then that will not be of any value to the committee. Would that apply to the other recommendation you made with respect to the PIP program?

**Mr. Tellier:** Yes, and if the members of your committee are interested, we were supposed to appear before the Public Accounts Committee to deal with that very question this week, but that meeting has been cancelled. We did provide the Public Accounts Committee with some documentation on the progress that we made on the evaluation of the PIP program. If it is the wish of the chairman of this committee, we will be pleased to table that documentation.

**The Chairman:** That would be very valuable.

To put away the subject of Canadianization, I am just going to make the observation that whether one uses your figures or Mr. Taschereau's figures, or Canadian benefits, I think there is a distinct Canadianization taking place. I think it has been an education process that is still going on and that, from my point of view, I can see results, but whether they have been to the extent to which we have been informed, I do not know, but there is a Canadianization process going on. They think Canadian now and there is a tendency for multinationals, when thinking of Canadian projects, to think more Canadian

[*Traduction*]

programme de main-d'œuvre et de choses du genre, cette période serait beaucoup plus courte.

Actuellement, vous le savez, on tient des audiences publiques et on assure un long processus d'évaluation à cet égard; si on décidait cependant de vraiment procéder rapidement, je suis persuadé que certains de ces gisements pourraient devenir productifs beaucoup plus vite.

**Le sénateur Le Moyne:** Nous pourrions peut-être accélérer le rythme.

**Le président:** J'aimerais poser quelques autres questions sur la canadianisation. Le Vérificateur général a recommandé de procéder à une étude des coûts associés à la canadianisation. Le gouvernement a-t-il entrepris cette étude?

**M. Tellier:** Oui, monsieur le président. Nous ne partageons pas l'opinion du Vérificateur général et de ses représentants à cet égard. Nous reconnaissons cependant tous que tout programme gouvernemental, y compris celui-ci, doit être complètement évalué.

**Le président:** Lorsque vous dites «tout programme gouvernemental» pensez-vous PEN?

**M. Tellier:** Oui, à la question de la canadianisation ou au PEP. Fondamentalement, le Vérificateur général a dit sans son rapport que nous aurions dû entreprendre cette évaluation bien avant; le Ministère a répondu qu'il lui fallait au moins acquérir une certaine expérience et des données afin d'entreprendre une évaluation globale et intégrée du programme. Mais pour répondre à votre question, nous avons entrepris cette évaluation et elle sera terminée au cours de la prochaine année financière; comme vous le savez, il s'agit d'une très lourde tâche.

**Le président:** Parlez-vous de l'année financière 1984-1985?

**M. Tellier:** Non, de l'année financière 1985-1986.

**Le président:** Cela ne donnera absolument rien au Comité. Est-ce que cela s'appliquerait à l'autre recommandation que vous avez faite à l'égard du PEP?

**M. Tellier:** Oui; nous devions comparaître devant le Comité des comptes publics pour étudier cette question cette semaine, mais la réunion a été annulée. Nous avons fourni au Comité des comptes publics des documents sur l'état des travaux de l'évaluation du PEP. Si vous le désirez, monsieur le président, nous vous fournirons ces documents.

**Le président:** Ils nous seraient vraiment utiles.

Pour clore le débat sur la canadianisation, je tiens simplement à faire remarquer que, que l'on se serve de vos taux ou de ceux de M. Taschereau, ou encore des chiffres sur les retombées canadiennes, je crois qu'il y a vraiment une hausse du taux de canadianisation. Je crois qu'il y a eu un processus de sensibilisation qui se poursuit toujours et j'en vois les résultats; je ne sais pas si ces derniers répondent aux attentes mais, chose certaine, il y a effectivement canadianisation. Les gens pensent maintenant en fonction des Canadiens et les sociétés multinationales, lorsqu'elles envisagent le lancement de projets au

[*Text*]

than was the case previously. The success of that remains to be seen, but I do personally think that there is that process going on within the industry at the present time, but the problem will be to carry that through into production. I don't know whether we can ask you this question or not, but I will put it and you can duck it if you wish. Do you see continued assistance to Canadian firms moving forward from the exploration stage to the production stage, which will really mean Canadianization?

**Mr. Tellier:** Yes, Mr. Chairman. If we look at the NEP, a certain number of levers or programs were put in place to achieve that objective of Canadianization. The PIP program was one of them; the 50 per cent core requirement at the production level was another; the crown share, of course, is another.

As we proceed with this review—as you are doing—of the NEP, Mr. Chairman, one can decide that the objectives should not be changed, that they are still most valid, but perhaps some adjustments should take place to some of the ways and means to achieve those objectives. One of those is the one to which you have alluded in that one could perhaps see some exploration taking place with the kind of measures that could assist Canadian companies to raise equity on the money markets to finance their other exploration or production activities, and so forth.

So, we now have a certain number of tools to achieve that objective. I think it is conceivable to think of additional or alternative tools that could be used to achieve the same objective.

**The Chairman:** I now call on Mr. Clay.

**Mr. Dean Clay, Chief, Science and Technology Division, Research Branch, Library of Parliament:** If you will bear with me, Mr. Tellier, my first question requires some introductory remarks to set the context of the question. This morning when COGLA appeared before the committee, the witnesses acknowledged the assistance of the Geological Survey in providing and monitoring the results and activities of Canada lands and in providing a broader geological and geophysical background of interpretation for these regions of Canada. I mentioned to the witnesses that the real support of the Geological Survey has been declining since the mid-1970s, and asked whether this was adversely affecting COGLA's ability to monitor exploration activity in Canada lands. The answer was yes. That decline in support has been quite substantial. Looking at the A-based funds less personnel costs, the Geological Survey, in comparing the years 1975-76 to fiscal 1983-84 using the implicit price index for gross national expenditures, found that the decline in real terms is approximately 30 per cent. If one uses the implicit price index for government goods and services, the decline is about 40 per cent. So it is a substantial reduction in effective support of the Geological Survey.

[*Traduction*]

Canada, ont plus tendance qu'avant à tenir compte de nos intérêts. Le succès de ce type de projet n'est pas évident, mais personnellement, je crois que l'industrie change sa façon de penser; on ne sait cependant pas si ce processus de canadianisation pourra également être transféré à la production. Je ne sais pas si nous pouvons vous poser cette question; vous être libre de ne pas y répondre. Croyez-vous que l'aide accordée aux sociétés canadiennes par le biais de la canadianisation sera transferée de l'étape de l'exploration à celle de la production?

**M. Tellier:** Oui, monsieur le président. En étudiant le PEN, on découvre qu'un certain nombre de moyens ou de programmes ont été mis en œuvre pour assurer la canadianisation. Le PESP est un de ces programmes; il y avait également TPC, le taux de propriété canadienne minimal de 50 p. 100, et, bien sûr, la part de la Couronne.

En étudiant ce système, comme vous le faites avec le PEN, monsieur le président, on peut conclure que les objectifs ne devraient pas être modifiés, qu'ils sont toujours opportuns; on peut également décider d'apporter certaines modifications au chapitre des méthodes employées pour réaliser ces objectifs. Un d'entre eux est celui dont vous avez parlé un peu plus tôt, soit le fait d'assurer une certaine exploration grâce à des mesures qui aideraient les sociétés canadiennes à obtenir des capitaux propres sur les marchés monétaires afin de financer leurs autres activités d'exploration ou de production et des choses du genre.

Ainsi, nous avons maintenant un certain nombre de moyens qui permettent de réaliser cet objectif. Je crois qu'il est également possible d'en envisager d'autres.

**Le président:** Le prochain temoin est M. Clay.

**M. Dean Clay, chef, Division des sciences et de la technologie, Service de recherche, Bibliothèque du Parlement:** J'espère que vous serez patient, monsieur Tellier, parce que je dois situer ma première question dans un contexte bien précis. Ce matin lorsque l'A.P.G.T.C. a comparu devant le Comité, les témoins ont parlé de l'aide que leur accorde la Commission géologique du Canada qui fournit et surveille les résultats obtenus des terres du Canada et les activités qui y ont cours, et fournit des données géologiques et géophysiques plus générales qui permettent d'interpréter certaines des régions du Canada. J'ai dit aux témoins que l'appui réel de la Commission géologique avait baissé depuis le milieu des années 1970 et je leur ai demandé si cela nuisait à la possibilité qu'a l'A.P.G.T.C. de surveiller les activités d'exploration sur les terres du Canada. On m'a répondu dans l'affirmative. Cette baisse a été considérable. Si l'on étudie les fonds en fonction d'une base A, moins les coûts personnels, et que l'on compare les années 1975 et 1976 à l'année financière 1983-1984 en se servant de l'indice synthétique des prix pour les dépenses nationales brutes, la Commission géologique a découvert que la baisse en termes réels s'élève à environ 30 p. 100. Si on se sert de l'indice synthétique des prix pour les biens et les services du gouvernement, cette baisse s'élève à environ 40 p. 100. Il s'agit donc d'une réduction considérable de l'aide accordée par la Commission géologique.

[*Text*]

To return to my question, given that the Auditor General in his most recent report has called for an assessment of the effectiveness of NEP Funds invested in exploration incentives, given the support which the Geological Survey gives to COGLA in evaluating the results of large federal expenditures on Canada lands and given that COGLA has acknowledged that the declining federal support of the survey is adversely affecting its ability to monitor exploration activity, why has this decline in real support of the Geological Survey been allowed to occur?

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, this is a question which we are addressing these days and we are trying to correct the situation. I think it is accurate to say that it is deplorable that there has been a decline or reduction. If you take into account inflation, there has been a reduction in the A-base of the GSC in recent years. For instance, we are currently examining the possibility of funding out of the energy envelope as opposed to the A-base, some activities of the GSC, especially in the frontier. Too often there has been an inclination to shift moneys to urgent needs to the detriment of fundamental functions such as those discharged by GSC. We all know that the Geological Survey of Canada is one of the most respected institutions in this land, going back to 1848. We are trying to re-establish that A-base to take into account that net reduction that took place as the result of inflation.

**Mr. Clay:** I believe you can understand the concern of the committee here. The expenditures in the form of PIP payments represent in the order of half of the total federal energy envelope. We are concerned about whether or not the government resources are in place to evaluate the effectiveness of these expenditures along the lines of what the Auditor General has suggested. I am not sure how quickly this capability can be restored to the Geological Survey, considering the fact that it has been in decline over the last decade.

**Mr. Tellier:** The initiative I was referring to a moment ago, if memory serves me well, constitutes about $8 million which will be injected into the GSC to enable it to increase its capability to discharge different functions in the frontier.

**Mr. Clay:** This morning COGLA told us that there had been six commercial discoveries so far on Canada lands, four onshore and two offshore, which are represented by Hibernia and Venture. All of these took place before the NEP came into being. There has been no commercial discovery to date in the offshore under the energy program. The criticism has been advanced against the NEP that it unduly skewed exploration activity into the frontier to the detriment of, say, continuing development of what remains of conventional oil deposits in Western Canada and to the detriment of oilsands development. Indeed, some critics have gone further and said that it is to the detriment of more cost-effective investments in conservation

[*Traduction*]

Pour en revenir à ma question, compte tenu du fait que le Vérificateur général, dans son dernier rapport, a proposé qu'une évaluation soit faite de l'efficacité du fonds du PEN affecté à des mesures d'encouragement à l'exploration compte tenu de l'appui accordé par la Commission géologique à l'A.P.G.T.C, au chapitre de l'évaluation des résultats des importantes dépenses fédérales sur les terres du Canada, et compte tenu que l'A.P.G.T.C. a reconnu que la baisse de l'aide accordée par le fédéral par l'entremise de la Commission nuit à la possibilité qu'elle a de surveiller les activités d'exploration, pourquoi a-t-on permis à la Commission géologique de réduire le niveau de l'aide qu'elle accorde à l'A.P.G.T.C.?

**M. Tellier:** Monsieur le président, c'est une question que nous étudions actuellement dans le but de remédier à la situation. Je crois qu'effectivement, il est déplorable qu'il se soit produit une baisse ou une réduction à cet égard. Si vous tenez compte de l'inflation, il y a eu réduction sur la base A des activités de la Commission au cours des dernières années. Par exemple, nous étudions actuellement la possibilité d'assurer le financement, à partir de l'enveloppe de l'énergie par opposition à la base A, de certaines activités de la Commission, particulièrement dans les régions pionnières. On a trop souvent eu tendance à affecter des ressources financières pour les besoins urgents au détriment des fonctions fondamentales comme celles dont s'occupe la Commission. Nous savons tous que la Commission géologique du Canada, qui a été créée en 1848, est un des organismes les plus respectés au pays. Nous essayons de rétablir cette base A de sorte qu'on tienne compte de la réduction nette qui s'est produite à la suite de l'inflation.

**M. Clay:** Je suis persuadé que vous pouvez comprendre pourquoi le Comité s'intéresse de près à cette question. Les dépenses engagées au titre du Programme des encouragements au secteur pétrolier s'élèvent approximativement à la moitié de l'enveloppe fédérale de l'énergie. Nous nous demandons vraiment si le gouvernement dispose de ressources suffisantes pour évaluer l'efficacité de ces dépenses compte tenu des directives qu'a proposées le vérificateur général. Je ne suis pas sûr de la rapidité avec laquelle la Commission géologique pourra retrouver cette capacité, vu le déclin auquel on a assisté au cours des dix dernières années.

**M. Tellier:** L'initiative dont je parlais il y a un moment représente, si ma mémoire est bonne, quelque huit millions de dollars qui seraient accordés à la Commission géologique du Canada pour lui permettre d'accroître sa capacité d'assumer diverses fonctions dans les régions pionnières.

**M. Clay:** Ce matin, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (A.P.G.T.C.), nous a appris qu'on a fait jusqu'ici, six découvertes à valeur commerciale sur des terres canadiennes, quatre à terre et deux en mer. Elles sont attribuable à Hibernia et à Venture. Toutes ces découvertes ont précédé la création du Programme énergétique national. Depuis sa mise en œuvre toutefois, on n'a encore fait aucune découverte commerciale en mer. On a reproché au Programme de favoriser indûment les activités d'exploration des régions pionnières au détriment de l'exploitation continue de ce qui reste des gisements de pétrole connus dans l'Ouest du Canada et de l'exploitation des sables bitumineux. De fait, certains critiques

[*Text*]

and other forms of energy development. How would you respond to that charge?

**Mr. Tellier:** First, I would challenge the statement that exploration in the frontier has taken place to the detriment of the level of exploration activities in the western basin. I do not think the facts confirm that statement. This is an allegation one hears a lot but I do not think it is well founded. For instance the record for 1983 shows that according to the number of metres drilled in the western basin and the numbers of wells completed it was the best year ever, that it was above the previous record year of 1980. I think these allegations that the activities in the north or on the east coast took place to the detriment of the western basin take into account the gas situation. The industry is not drilling for gas in the western basin at this point in time. It is not because of the NEP but because we do not know what to do with our tremendous surpluses of gas.

In terms of how we can justify the level of our national effort, as I explained before to this committee, the emphasis has been on wild-catting as opposed to delineation drilling in recent years, especially during that first generation of the exploration agreements. So how can you say whether this or that discovery has commercial value when you have not proceeded with delineation drilling yet? There are two cases that come to mind. On the Grand Banks you have Hebron and Ben Nevis which were discovered, I believe, in 1979 and 1980 respectively and no delineation drilling has taken place yet. It is about to take place but it has not started yet. I do not think that one can conclude that we have not discovered anything of commercial value in the frontier. I think it is premature to draw that conclusion.

**Mr. Clay:** Perhaps I should have said that COGLA acknowledge that no well yet drilled under the NEP has proven to be a commercial discovery. It is possible that they may but at this stage none of them has established a commercial value. To go back to the second part of my question regarding oilsands development, the criticism there is that we have essentially ignored a known resource to sink a large sum of money into an area where the risk is probably the highest of any area we could explore. How would you address that claim?

**Mr. Tellier:** When you look at the map of this country and you know that 40 per cent of the land mass is under federal jurisdiction you have to ask yourself the question, "Are we better off to try to find out as quickly as we can what we have or to bring on stream a known reserve such as the tarsands?" One can argue both sides of the case. To come back to Senator Le Moyne's question, one could say that because there may be a crisis we need an insurance policy and, therefore, we should bring on stream, say, every five years, an additional tarsands plant producing 100,000 barrels per day and that, therefore, we should focus on what we know something about and improve the technology. Alternatively, one could say that we should examine the north and the offshore to develop a general

[*Traduction*]

ont même affirmé que le Programme nuit aux investissements plus rentables dans le domaine de la conservation et d'autres formes d'exploitation énergétique. Qu'en pensez-vous?

**M. Tellier:** Tout d'abord, je voudrais récuser l'affirmation selon laquelle l'exploration des régions pionnières aurait réduit les activités d'exploration dans l'Ouest. Je ne pense pas que les faits étayent cette affirmation. C'est une allégation courante, mais je doute de son bien fondé. Par exemple, selon les données et compte tenu du nombre de mètres forés dans le bassin de l'Ouest et du nombre de puits terminés, 1983 a été la meilleure année de toutes, surpassant même le record battu en 1980. Je crois que les allégations selon lesquelles les activités dans le Nord ou sur la côte Est auraient nui à l'exploitation du bassin de l'Ouest découlent la situation du secteur gazier. Or, si l'industrie ne cherche pas de gaz à l'heure actuelle dans le bassin de l'Ouest, ce n'est pas à cause du Programme énergétique national, mais bien parce que nous ne savons que faire de ces extraordinaires excédents de gaz.

Quant à la façon dont nous pouvons justifier le niveau de nos activités à l'échelle nationale, comme je l'ai expliqué plus tôt au Comité, je dirais qu'on s'est intéressé au forage de recherche plutôt qu'au forage de délimitation au cours des dernières années, et plus particulièrement durant la durée d'application de la première série d'ententes d'exploration. Comment peut-on affirmer que telle ou telle découverte a une valeur commerciale lorsque le forage de délimitation n'a pas encore commencé? Il y a deux cas qui me viennent à l'esprit. Sur les grands Bancs, on a découvert les gisements Hebron et Ben Nevis, en 1979 et en 1980 respectivement, je crois, et aucun forage de délimitation n'y a encore été effectué. Cela ne devrait cependant pas tarder. Je ne pense pas pour autant que l'on puisse conclure que nous n'avons fait aucune découverte à valeur commerciale dans les régions pionnières. Il est à mon avis prématuré de tirer cette conclusion.

**M. Clay:** Peut-être aurais-je dû dire que l'A.P.G.T.C. a reconnu qu'aucun puits foré grâce au Programme énergétique national n'a encore prouvé sa valeur commerciale. Cela pourrait arriver, mais, jusqu'ici, aucun de ces puits n'a encore de valeur commerciale reconnue. Pour revenir à la seconde partie de ma question sur l'exploitation des sables bitumineux, on nous a reproché d'avoir littéralement négligé une ressource connue pour engouffrer de fortes sommes dans une région où le facteur risque est probablement plus élevé que partout ailleurs. Quel argument opposeriez-vous à cette critique?

**M. Tellier:** Regardez la carte du Canada; sachant que 40 p. 100 de la masse terrestre relève de la compétence du gouvernement fédéral, vous devez vous demander s'il est préférable de tâcher de découvrir le plus rapidement possible les richesses que nous possédons ou d'exploiter une ressource connue, telle les sables bitumineux? Les deux options se défendent. Pour revenir à la question du sénateur Le Moyne, on pourrait avancer que, vu l'éventualité d'une crise, il nous faut une police d'assurance et que, par conséquent, nous devrions, tous les cinq ans, par exemple, mettre en valeur une nouvelle réserve de sables bitumineux qui produise 100 000 barils par jour, et donc nous concentrer sur ce que nous savons et perfectionner notre technologie. Par ailleurs, on pourrait également prétendre qu'il

[*Text*]

idea of what we may have in those areas and then come back and either develop or take stock of what we have. I recognize that the emphasis has been placed on the need to know more about these geological prospects in the frontier as opposed to bringing on stream a tarsand plant every other five years. There is room; it is a matter of degree, I suppose, and a matter of opinion.

**Mr. Clay:** In a general sense, I think one could agree with that. However, given that one of the three prime objectives of the NEP was to establish independence from the international oil market by 1990, would it not have been a safer bet to go with the known resource as opposed to gambling in an unknown area, which would have allowed us to achieve that degree of self-sufficiency in oil?

**Mr. Tellier:** As I say, it is a matter of opinion.

**Mr. Clay:** I would like some clarification with respect to the issue of gas pricing which you mentioned just a moment ago. When the Canadian Petroleum Association appeared before us it recommended a deregulation with respect to the price of natural gas. However, it said that because of the complexity of the gas market this could only be achieved over a period of time. It seemed to be implied that the best period of time might be several years. Dow appeared as a petrochemical producer and supported the recommendation of the petrochemical industry task force that the price of gas be allowed to drop immediately by 15 per cent. First, would you agree that natural gas is overpriced to that degree? Second, in view of your knowledge of the gas market and the long-term supply contracts which exist and so forth, how difficult do you think it would be to deregulate the price of gas quickly?

**Mr. Tellier:** In terms of whether domestic natural gas is overpriced or not, I do not think there is a black and white answer to that question. This depends very much on whether you are speaking about a major market as opposed to new expanding markets such as Quebec. It also depends on what the competing fuel is, whether it is heavy fuel or electricity. So I suppose some gas distributors would tell you that at the present time gas is overpriced; others would say that it is priced at about the right level, that is, at 65 per cent of the price of oil.

With respect to whether or not the deregulation of gas is possible or not and how difficult it would be to carry out, I think it is possible. However, the people I have spoken to have said it is a very complex business and deregulation should take place over a certain number of years. Over breakfast this morning, I was speaking to the president of one of the largest gas distributors in this country and he said that basically it is a three to five year proposition. Basically, the complexity comes about as a result of two factors. The first one is the way we have traditionally financed pipelines in this country. If you are talking about deregulating and you mean business and you

[*Traduction*]

faudrait approfondir nos connaissances sur le Nord et le littoral pour avoir une idée générale des ressources qu'ils recèlent, et décider ensuite s'il convient d'exploiter ou de faire le point. Je reconnais qu'on s'est attaché à la nécessité de mieux se renseigner sur les possibilités qu'offrent ces ressources géologiques des régions pionnières plutôt qu'à mettre en exploitation une source de sables bitumineux tous les cinq ans. Mais tout est possible, c'est une question de degré, je suppose, et de point de vue.

**M. Clay:** Dans l'ensemble, je crois qu'on pourrait en convenir. Toutefois, l'un des trois principaux objectifs du Programme énergétique national consistant à assurer une certaine indépendance par rapport au marché international du pétrole d'ici à 1990, n'aurait-il pas été plus sage de continuer à exploiter une ressource connue plutôt que de prendre des risques dans une région inconnue, ce qui nous aurait permis d'atteindre ce degré d'auto-suffisance voulu en matière de pétrole?

**M. Tellier:** Je le répète, c'est une question de point de vue.

**M. Clay:** J'aimerais avoir plus de précisions sur la fixation des prix du gaz dont on a parlé il y a un moment. Lorsque les représentants de l'Association pétrolière du Canada ont comparu devant nous, ils ont recommandé la déréglementation du prix du gaz naturel. Toutefois, ils ont dit qu'en raison de la complexité du marché de l'industrie gazière, on ne pourrait y arriver qu'après un certain temps. Il m'a semblé comprendre qu'il faudrait au mieux plusieurs années. La Dow a comparu également en tant que producteur de produits pétrochimiques, et ses représentants ont appuyé la recommandation du groupe de travail des produits pétrochimiques selon laquelle on devrait permettre immédiatement une chute de 15 p. 100 du prix du gaz. Dans un premier temps, admettez-vous que le prix du gaz naturel est à ce point excessif? Dans un second temps, étant donné votre connaissance du marché du gaz et des contrats d'approvisionnement à long terme qui sont en cours d'exécution, estimez-vous qu'il serait difficile de déréglementer rapidement la fixation du prix du gaz?

**M. Tellier:** Pour ce qui est de savoir si le prix du gaz naturel intérieur est excessif, je ne pense pas qu'il existe de réponse catégorique. Tout dépend si l'on songe à un marché important par opposition à de nouveaux débouchés en expansion comme le Québec. Cela dépend également du combustible auquel vous faites concurrence. S'il s'agit de l'huile lourde ou de l'électricité. C'est pourquoi certains distributeurs de gaz vous diront sans doute que le prix du gaz est effectivement excessif à l'heure actuelle; par contre, d'autres vous diront qu'il se situe à un juste niveau, c'est-à-dire à 65 p. 100 du prix du pétrole.

Quant à la question de savoir si la déréglementation du marché du gaz est possible et de connaître le degré de difficulté qu'elle comporte, je crois que c'est effectivement une chose possible. Toutefois, ceux à qui j'ai parlé m'ont dit qu'il s'agissait d'une question complexe et que la déréglementation devrait s'étaler sur un certain nombre d'années. Ce matin, au petit déjeuner, j'ai discuté avec le président de l'un des principaux distributeurs de gaz du pays qui m'a dit être d'avis que le processus nécessitera de trois à cinq ans. Fondamentalement, la complexité résulte de deux facteurs. Le premier est la façon dont nous avons toujours financé les pipe-lines dans ce pays. Si

[*Text*]

want a completely deregulated price from the wellhead to the burner tip, then you have to re-examine the whole approach to pipeline carriers in this country. This implies the common carrier versus the contract carrier concept. Second, the situation must be seen in a federal-provincial negotiation context since if the Government of Canada were to come forward in favour of deregulating the price of natural gas and the producing province, for instance Alberta, says it does not want to discuss anything included in the Alberta price, then it would be close to impossible to achieve your objective. What I am saying is that if at one point in time governments decide we should move in that direction then it means that all the players, from the producers to the central government, would have to sit down and review the total picture and not look at it in bits and pieces. It must be looked at in a comprehensive way.

**Mr. Clay:** You are suggesting, then, that approximately three to five years would probably be required to go through this process?

**Mr. Tellier:** This is the advice we have been receiving from a great many members of the industry at this point in time.

**The Chairman:** I am sure you do not want to leave, Mr. Tellier, without discussing the 25 per cent back-in. It seems to me that this is one of the most controversial aspects of the act. This morning we learned from COGLA that it is not unusual in other jurisdictions. Is there any explanation for why the multinationals will accept it in other jurisdictions, such as Norway and the North Sea, yet when it comes to Canada it seems to be unacceptable? Is there any real explanation for this?

**Mr. Tellier:** I can only express a personal opinion on that point, Mr. Chairman. I asked the same question of some of our friends in the industry, for instance, when I was visiting Norway, to which you have just referred. I was speaking to some people in the Mobil Oil organization who are involved in the drilling in the Statfjord field in that country. As you know, Mobil is a very large and competent operator in Canada. I asked the people involved in Mobil, Norway, and the people involved in Mobil, Canada, who were accompanying me on the trip, why Mobil would not object to Statoil, the Norweign national oil corporation, taking up to 80 per cent in a field such as Statfjord where Mobil is the operator. The best thing I could come up with as an explanation is perhaps the way in which the back-in or crown share is perceived. This is where the problem lies first and foremost. For instance, when we use the term "back-in" we are giving a negative connotation to that instrument of Canadianization. When we use the term "crown share" we are giving it a very positive connotation since the crown share we are talking about involves Canada lands which belong to all Canadians. Basically, what we are doing is taking a piece of land and turning it over to the industry and saying "If you are ready to drill under these conditions then this is yours; but it is not a freehold, it is a leasehold." So I suppose because it did apply to previous discoveries and because it was described as a back-in, as opposed to a condi-

[*Traduction*]

vous envisagez la déréglementation, que vous êtes sérieux, et que vous voulez vraiment déréglementer le mode de fixation des prix depuis la tête de puits jusqu'au bec du brûleur, il vous foudra alors réexaminer toute la question des transporteurs de pipe-lines canadiens, c'est-à-dire les transporteurs communs par opposition aux transporteurs à contrat. Ensuite, il faudra analyser la situation dans le contexte des négociations fédérales-provinciales, puisque si le gouvernement canadien préconisait la déréglementation du mode de fixation du prix du gaz naturel et que la province productrice, l'Alberta par exemple, refusait de discuter de tout aspect du prix de son gaz, il serait pratiquement impossible d'atteindre l'objectif fixé. En un mot, si, à un moment donné, les gouvernements décidaient que nous devrions suivre cette orientation, tous les joueurs, des producteurs jusqu'au gouvernement fédéral devraient prendre le temps d'analyser l'ensemble de la situation et non seulement des éléments épars. Il faut analyser la question de façon globale.

**M. Clay:** Selon vous, il faudrait donc de trois à cinq ans pour déréglementer les prix?

**M. Tellier:** C'est l'avis de très nombreux membres de ce secteur industriel.

**Le président:** Je suis sûr que vous ne voulez pas nous quitter, monsieur Tellier, sans avoir discuté de la question des redevances de 25 p. 100, qui me semble l'un des aspects les plus controversés de la loi. Ce matin, l'A.P.G.T.C. nous a appris que cette façon de procéder n'est pas inusitée dans d'autres juridictions. Pouvez-vous m'expliquer pourquoi les multinationales acceptent cette réalité dans d'autres juridictions, telles que la Norvège et la mer du Nord, mais la refusent au Canada? Y a-t-il moyen d'expliquer cette attitude?

**M. Tellier:** Je ne peux vous donner que mon opinion personnelle sur ce point, monsieur le président. J'ai posé la même question à certains de nos amis du secteur lors d'un sejour en Norvège, dont vous venez tout juste de parler. J'ai discuté avec certains représentants de Mobil Oil qui prennent part au forage du champ de Statfjord. Comme vous le savez, Mobil Oil est une entreprise très compétente et importante au Canada. J'ai demandé aux représentantants de Mobil en Norvège, et à des représentants de Mobil Oil-Canada, qui m'accompagnaient au cours de ce voyage, pourquoi la société s'opposait pas à ce que la société pétrolière nationale de la Norvège, Stat Oil, prenne jusqu'à 80 p. 100 des parts dans un champ tel que le Statfjord où Mobil Oil assure l'exploitation. La meilleure explication que j'ai pu obtenir tient peut-être à la façon dont sont perçues les notions de redevances et part de l'État. C'est surtout là que réside le problème. Par exemple, lorsque nous utilisons le terme redevances ce mécanisme de canadianisation prend une valeur négative. Par contre, l'expression «part de l'État», lui fait revêtir une connotation très positive puisque la part de l'État dont nous parlons concerne des terres canadiennes qui appartiennent à tous les Canadiens. En fait, nous prenons un terrain et l'offrons à l'industrie en lui disant: «Si vous êtes prêts à exécuter le forage dans ces conditions, elle est à vous; mais il ne s'agit pas d'une pleine propriété ce n'est qu'une terre louée à bail». Aussi, je suppose que c'est parce que cette

[*Text*]

tion attached to the issue of a lease or permit, it received a very negative connotation, especially in the United States. That is the best explanation that I can come up with, Mr. Chairman, but I agree with you 100 per cent. If you compare our 25 per cent crown share with the 70 or 80 per cent that Statoil is taking in Norway on the last run of licensing, our crown share is very modest.

**Senator Kirby:** Perhaps I could ask a supplementary question on that, Mr. Chairman. Incidentally, I agree with you on labels with respect to the difference between an incentive and a subsidy or the difference between discrimination and affirmative action. All can be used to achieve the same ends, so we are merely playing with words. That obviously leads to the question, given the objectives that one was trying to achieve,—and it was suggested to us at a presentation this morning that the same objective might have been achieved through some different means. In other words, the objection is not to the end but to the means used to achieve it. I do not know whether that is the case, but it was suggested to us this morning—I would like your comment as to whether or not, firstly, that is the case and, secondly, if that is the case and in a public policy area you have some considerable objection to a particular means but, presumably, you can still achieve your objective by some other means, has the government contemplated achieving the same objective through a different means, and what are some of the possible other means that might be used to achieve the same end?

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, yes, there are different ways to achieve the same objectives. For instance, one of them was mentioned to this committee during the presentation by Mr. Haskayne of Home Oil. At that time, the president of Home Oil was advocating that we drop the crown share and increase or change the COR, the Canadian ownership requirement, so that the 50 per cent rule would apply not only to the issue of a production licence and, if I am not mistaken in my understanding of what was stated in the Home Oil brief, that that requirement apply at the exploration stage. In other words, this would be another way to move toward greater Canadianization.

Another one, of course, could be in relation to our land policy. For instance, when we start negotiations with landholders for the second generation of exploration agreements, one could have a land policy which does favour Canadian-controlled companies. Therefore, there are different ways to approach this subject and I do not think that one could say that the crown share is essential. It is one of the instruments that was selected, but there are other additional or alternative ways that one could think of.

**Senator Kirby:** That prompts the question as to whether or not, given the fact that there are alternative ways, you have actually looked at a range of those ways?

**Mr. Tellier:** The government is always reviewing—

[*Traduction*]

notion s'appliquait aux découvertes précédentes et qu'elle a été décrité comme une redevance plutôt que comme une condition liée à l'accord d'un bail ou d'un permis, qu'elle a pris une connotation très négative, et plus particulièrement aux États-Unis. Je ne vois pas quelle autre explication je pourrais vous donner, monsieur le président, mais je suis tout à fait d'accord avec vous. Si vous comparez notre part de l'état de 25 p. 100 à la part de 70 ou de 80 p. 100 que Stat Oil s'est appropriée en Norvège, lors de la dernière période où les permis d'exploitation ont été accordés notre part de l'État est très modeste.

**Le sénateur Kirby:** Peut-être pourrais-je poser une question supplémentaire à ce sujet, monsieur le président. Soit dit en passant, je suis d'accord avec vous quant à la différence qu'il y a entre un stimulant et une subvention et à la différence qu'il y a entre la discrimination et l'action positive. Mais comme on peut arriver aux mêmes fins, on joue simplement sur les mots. Ce qui soulève manifestement une question, vu les objectifs que l'on tente d'atteindre, et on nous a laissés entendra, dans un mémoire presenté ce matin, que le même objectif aurait pu être atteint par des moyens différents. Autrement dit, on ne s'oppose pas à la fin mais aux moyens utilisés pour réaliser l'objectif. J'ignore si c'est exact mais c'est bien ce qu'on nous avons compris ce matin. J'aimerais que vous me disiez si c'est bien le cas, et, dans l'affirmative, si, à supposer que vous vous opposerez à un moyen donné, dans un secteur d'intérêt public mais que, vraisemblablement, vous pourriez quand même atteindre votre objectif d'une autre façon, si, donc, le gouvernement a songé à viser le même objectif par des moyens différents, et quels seraient ces autres moyens?

**M. Tellier:** Oui, Monsieur le Président, il existe différentes façons d'atteindre les mêmes objectifs. Par exemple, M. Haskayne, de Home Oil, vous en a décrit une dans son exposé. A l'époqe, le président de Home Oil voulait que nous laissions tomber la part de l'État et que nous augmentions ou que nous modifions le taux de propriété canadienne, de sorte que la règle de 50 p. 100 ne s'applique pas uniquement à l'obtention d'une licence de production et, si j'ai bien compris le mémoire de Home Oil, que ce taux s'applique également à l'étape de l'exploration. Autrement dit, ce serait une autre façon d'accroître le degré de canadianisation.

Bien entendu, une autre façon de procéder toucherait notre politique sur les ressources foncières. Par exemple, au moment d'entamer des négociations avec les titulaires de biens fonciers en vue d'une deuxième série d'ententes sur l'exploration, on pourrait appliquer une politique qui favorise les sociétés dont les intérêts sont détenus par des Canadiens. Vous voyez il existe effectivement différentes façons d'aborder la question, et je doute que la part de l'État soit essentielle. C'est bien l'instrument qui a été choisi, mais il est possible de recourir à d'autres solutions.

**Le sénateur Kirby:** Ce qui soulève la question de savoir si, vu ces solutions de rechange, vous en avez effectivement envisagé un certain nombre?

**M. Tellier:** Le gouvernement est toujours en train de revoir . . .

[*Text*]

**Senator Kirby:** I was not about to ask you the question of what the range is. I realize you would not answer that one. Mr. Chairman, I will come back in a moment. I think Senator Thériault has a supplementary.

**Senator Thériault:** My question is not on that matter, Mr. Chairman. However, I missed the opportunity to follow up on the question that Mr. Clay raised regarding the pricing of gas.

When the petro-chemical people were here, they talked about the price of gas and the latest incentives that the government has given of 15 per cent on any extra gas they may use. I have a hard time rationalizing that one. If there is a surplus of gas and if the producing people need a cash flow and, if it is true that we indeed have enormous reserves of gas, although we are not sure on oil—why is it not possible for that 15 per cent to be applied to all of the petro-chemical industry? According to them, it is such an important part of their total cost. They could find a market; they would export most of their product. I would see that as an affirmative action and not a discrimination, where the consumer and the other commercial people are paying a price now and you cannot reduce the whole thing. Why is it that that 15 per cent cannot be applied to all of the petro-chemical industry?

**Mr. Tellier:** Senator Thériault, I would agree with you 200 per cent. We would like to be able to implement that 15 per cent reduction in the price of feed stock tomorrow morning in terms of gas to the petro-chemical industry. Unfortunately, the price of gas within the Alberta borders is determined by the producers and the Alberta government. My minister has already said in the House of Commons that he hopes it will be possible to do this, but this would be possible only as a result of negotiation with Alberta. You do realize that the Alberta border price is controlled by the Alberta government and we are of the opinion that that price should be reduced. However, we cannot impose a price on the industry or on the Alberta government—and no one, I think, is suggesting that we should. Therefore, we have done everything we can to reduce the price of gas.

I would like to remind the committee that in 1983, the Government of Canada reduced its natural gas and gas liquid tax by $965 million. That is very close to a $1 billion reduction in taxes. They did this in order to maintain the price of natural gas at 65 per cent in Ontario. We agree with DuPont and the others that the price should be lower for petro-chemical producers but, until we go back to the negotiation table with Alberta, there is nothing we can do.

**Senator Thériault:** Perhaps, you, Mr. Chairman, or someone else from thie committee could tell the petro-chemical people to go to Alberta and leave us alone.

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Je n'allais pas vous demander le nombre de solutions de rechange envisagées. Je sais que vous ne répondriez pas. Monsieur le président, je reviendrai à ma question dans un moment, je crois que le sénateur Thériault voudrait poser une question supplémentaire.

**Le sénateur Thériault:** Ma question ne porte pas sur ce point, monsieur le Président. Toutefois, j'ai raté l'occasion de poursuivre avec M. Clay la question de la fixation du prix du gaz.

Lorsque les représentants de l'industrie pétrochimique ont comparu, ils ont discuté du prix du gaz et du plus récent incitatif gouvernemental en vertu duquel ils obtiennent 15 p. 100 sur tout gaz excédentaire qu'ils pourraient utiliser. J'ai de la difficulté à bien comprendre l'affaire. Quand il existe un excédent de gaz, et que les producteurs ont besoin de liquidités, s'il est vrai que nous possédons effectivement d'énormes réserves de gaz, quoique nous ne connaissions pas l'importance de nos réserves pétrolifères, pourquoi ne serait-il pas possible d'appliquer ces mênes 15 p. 100 à toute l'industrie pétrochimique? A les entendre, cela représenterait une très importante portion de leur coût total. Ils pourraient trouver un marché et exporter la plupart de leurs produits. Pareille mesure tiendrait, à mon sens, de l'action positive et non pas de la discrimination, puisqu'il serait impossible de réduire de façon générale le prix que paient actuellement les consommateurs et les entreprises. Pourquoi cette remise de 15 p. 100 ne pourrait-elle pas s'appliquer à l'ensemble du secteur pétrochimique?

**M. Tellier:** Je suis parfaitement d'accord avec vous, sénateur Thériault. Nous voudrions pouvoir accorder dès demain matin cette remise de 15 p. 100 sur le prix des stocks d'alimentation en gaz pour l'industrie pétrochimique. Malheureusement, le prix du gaz produit en Alberta est fixé par les producteurs et le gouvernement de cette province. D'ailleurs, le Ministre a déjà déclaré à la Chambre des communes qu'il espérait pouvoir appliquer une telle mesure, mais seule une entente négociée avec l'Alberta le permettrait. Vous n'êtes pas sans savoir que le prix du gaz produit en Alberta est fixé par le gouvernement de cette province, et nous sommes d'avis qu'il devrait être réduit. Cependant, nous ne pouvons imposer de prix ni au secteur ni au gouvernement de l'Alberta—et je crois que personne ne s'y attend. Aussi, avons-nous fait tout ce que nous pouvions pour faire baisser le prix du gaz.

Je tiens à rappeler au Comité, qu'en 1983, le gouvernement du Canada a réduit de 965 000 millions de dollars sa taxe sur le gaz naturel et les liquides qui en sont extraits. C'est donc dire qu'il a accordé des réductions de près de milliard de dollars, et ce, afin de maintenir le prix du gaz naturel en Ontario à 65 p. 100 du prix mondial. Nous sommes d'accord avec DuPont et les autres du secteur que le prix exigé des producteurs pétrochimiques devrait être moins élevé, mais tant que nous n'aurons pas repris les négociations avec l'Alberta, nous n'y pourrons rien.

**Le sénateur Thériault:** Peut-être devrions-nous vous demander à vous, monsieur le président, ou à quelque autre membre du Comité de dire au secteur pétrochimique de s'adresser à l'Alberta et de nous laisser tranquilles.

[*Text*]

**Senator Kirby:** There is one last item I wanted to question you about which you raised when you were here last time which deals with the Canadian ownership charge. As you recall, it was originally intended that the charge would be dropped when the Petrofina purchase was finished. Subsequently, the government announced that the charge would be continued and the money put onto the Consolidated Revenue Fund.

The question I am asking is whether or not the government intends to continue with the policy. Is the charge likely to be dropped or, alternatively, is the charge, in some sense, likely to be earmarked for energy projects of a variety of kinds, and I am thinking particularly of the funds that will be required from the government for a variety of projects, particularly in frontier areas amongst other things? I am going from memory here, but it seems to me that it has been some considerable time since the government last made a statement on that question, and perhaps you could tell us what the situation is at the present moment.

**Mr. Tellier:** Mr. Chairman, as you say in your parliamentary language, this is before the House of Commons. The legislation that has been introduced by my minister to modify the Energy Administration Act, to change or to expand the uses allowed under that act for the yield of the Canadian ownership special charge, that legislation is presently at the second reading stage in the House of Commons.

**The Chairman:** I have one final question which you may wish to leave for Mr. Penney tomorrow. The question relates to the Petroleum Incentive Administration. When the Canadian Petroleum Association appeared before the committee the word "abuse" came up two or three times. You may not wish to answer this question, but with respect to the administration of the PIP program, as deputy minister, are you aware of any abuse of that program by the proponents?

**Mr. Tellier:** It depends on what you mean by the word "abuse". If you mean has there been any case of fraud or illegal uses of the grants, and so forth, a couple of circumstances were brought to our attention. In every case we did follow up on those complaints. Mr. Penney can give you the details of those tomorrow. I can think of one or perhaps two instances. One investigation of a very small project is under way. Perhaps some tightening of the rules should take place in order to avoid possible leakage between various recipients, but Mr. Penney can give you the details of that tomorrow.

If one looks at the amount of money that has been spent, we are very confident that the program is well-managed, and the Auditor General has recognized that in his latest report.

If you are asking whether the exploration program has been PIP driven, I suppose that is a question which is extremely difficult to answer in any kind of categorical fashion. I personally think that the oil companies are responsible, whether they are multinational, Canadian-owned or foreign-controlled. They are

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Je voudrais vous poser une dernière question sur un sujet que vous avez soulevé la dernière fois que vous avez comparu devant nous, soit la taxe spéciale d'accroissement du taux de propriété canadienne. Vous vous souviendrez qu'il était prévu, à l'origine, que cette taxe serait supprimée dès que l'acquisition de Petrofina serait chose faite. Le gouvernement a toutefois annoncé par la suite qu'elle serait maintenue et que les sommes ainsi obtenues seraient versées au Fonds du revenu consolidé.

Je voudrais savoir si le gouvernement a l'intention de maintenir cette mesure. Prévoit-il supprimer la taxe, et, s'il la maintient, les fonds recueillis seront-ils affectés au financement de divers projets énergétiques, notamment de projets novateurs dans des régions pionnières? Je me fie uniquement à ma mémoire, mais il me semble qu'il y a très longtemps que le gouvernement n'a pas fait de déclaration à ce sujet, et je me demande si vous ne pourriez pas faire une mise au point.

**M. Tellier:** Monsieur le président, comme vous dites en langage parlementaire: la Chambre des communes est actuellement saisie de la question. En effet, le Ministre a déposé une mesure législative visant à modifier la Loi sur l'administration de l'énergie, afin de modifier ou d'élargir les fins auxquelles peuvent servir les revenus tirés de la taxe spéciale d'accroissement du taux de propriété canadienne. La Chambre des communes étudie actuellement ce projet de loi en deuxième lecture.

**Le président:** Je voudrais vous poser une dernière question au sujet de l'administration du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, mais vous voudrez peut-être laisser à M. Penney le soin d'y répondre demain. Lorsque l'Association pétrolière du Canada a comparu devant le Comité, le mot «abus» a été utilisé à deux ou trois reprises. Vous préférerez peut-être ne pas répondre à cette question, mais en votre qualité de sous-ministre, avez-vous eu connaissance que l'administration du Programme ait conduit à abus de la part des bénéficiaires?

**M. Tellier:** Tout dépend de ce que vous entendez par le mot «abus». Si vous pensez à des cas de fraude ou d'utilisation illégale de subventions, il y en a effectivement quelques-uns qui nous ont été signalés. Chaque fois, nous avons fait enquête sur les plaintes. M. Penney pourra vous donner plus de détails à ce sujet demain. Il y a peut-être eu un ou deux cas, dont un très petit projet sur lequel nous enquêtons actuellement. Il y aurait peut-être lieu de raffermir les règles afin d'éviter les transferts de fonds entre les divers bénéficiaires, mais M. Penney pourra vous renseigner davantage là-dessus demain.

Compte tenu des sommes en cause, nous sommes persuadés que le programme est bien administré. Le vérificateur général l'a d'ailleurs reconnu dans son dernier rapport.

Si vous me demandez dans quelle mesure les travaux d'exploration résultent du Programme d'encouragement au secteur pétrolier, je dirai que c'est là une question à laquelle il est extrêmement difficile de donner une réponse catégorique. Pour ma part, je crois que les sociétés pétrolières ont une atti-

[*Text*]

not drilling for the sake of drilling activities but for good prospects.

I am sure that you and your colleagues, Mr. Chairman, have heard views to the effect that the PIP program is too rich, and obviously that is one of the issues that will have to be examined in that evaluation of the PIP program to which I referred a few moments ago.

**The Chairman:** I call on Philip DeMont.

**Mr. Philip DeMont, Research Assistant, Research Branch, Library of Parliament:** When the industry appeared before us on two occasions they were not overly enthusiastic about the PIP grants and they advocated an idea of royalty holidays similar to that which takes place in Saskatchewan. Has the department given any thought to that type of scheme as opposed to the PIP program?

**Mr. Tellier:** If one goes back to the basic rationale for the PIP program, basically it is a program established to give some incentives to the oil and gas industry to drill in very expensive areas. The same objective could be pursued by using different means, such as tax write-offs, and if one uses the tax system as opposed to a grant scheme to provide those incentives, one has to find a way to provide an incentive to the non-taxpaying companies, and that could be done in several ways.

**Mr. DeMont:** My second question has to do with the decision-making process behind energy policy. One of the criticisms of the original NEP was that it was inflexible, that it did not take into account a drop in energy prices. Aside from the real effects of that, it betrays something about the decision-making process in that it says that the framers of the policy were overly optimistic. One could be cynical about this and say that they would not listen to any dissenting opinion. Popular press articles on the decision-making process were to the effect that this came about because it was the idea of a bunch of Ph.Ds in an ivory tower, and that seemed to give some credence to that idea. Is there any tangible change in the decision-making process of energy policy of EMR which would give us confidence that that problem will not arise again—that is, that a group of people will get together and have the whole issue by the reins and not want to hear any dissenting opinion?

**Mr. Tellier:** I cannot agree with your two premises. I do not think that it is accurate or fair to say that the NEP was developed by a group of people in an ivory tower, by people who are dreamers and who do not know what they are doing. I cannot accept that in any way, shape or form. Neither can I accept the accusation of inflexibility. On the contrary—and the chair-

[*Traduction*]

tude responsable, que ce soit des multinationales ou des sociétés sous contrôle canadien ou étranger. Elles n'entreprennent pas d'activités de forage uniquement parce que celles-ci sont subventionnées, mais bien parce qu'elles offrent des perspectives intéressantes.

Je suis certain, monsieur le président, que vous et vos collègues avez entendu des témoins dire que le Programme d'encouragement au secteur pétrolier est trop bien pourvu, et c'est évidemment une des questions qui devra être examinée lors de l'évaluation du Programme que j'ai mentionnée il y a quelques minutes.

**Le président:** J'invite M. Philip DeMont à prendre la parole.

**M. Philip DeMont, attaché de recherche, Service de recherche, Bibliothèque du Parlement:** Les deux fois où ils ont comparu devant nous, les représentants de l'industrie n'étaient guère enchantés des subventions accordées par le Programme d'encouragement au secteur pétrolier, et ils préconisaient l'adoption d'un programme qui supprimerait provisoirement les redevances pétrolières comme cela se fait en Saskatchewan. Le Ministère a-t-il songé à la possibilité d'adopter une formule comme celle-là au lieu du Programme d'encouragement au secteur pétrolier?

**M. Tellier:** Le Programme d'encouragement au secteur pétrolier vise essentiellement à inciter les secteurs pétrolier et gazier à entreprendre des travaux d'exploration dans des régions où les coûts sont prohibitifs. Or, on pourrait très bien poursuivre cet objectif par d'autres moyens, en accordant, par exemple, des dégrèvements fiscaux. Cependant, si l'on opte pour des incitations fiscales plutôt que des subventions, il faut trouver le moyen de prévoir des encouragements pour les entreprises qui n'ont pas d'impôts à payer, et il existe plusieurs façons de le faire.

**M. DeMont:** Ma deuxième question a trait au processus décisionnel qui sous-tend la politique énergétique. Une des choses qu'on lui reprochait dans sa forme initiale, est son manque de souplesse, qui a empêché de tenir compte de la baisse des prix de l'énergie. Outre qu'elle a eu des effects concrets, cette politique a révélé que ses auteurs avaient été trop optimistes. Si l'on voulait être cynique, on pourrait dire qu'ils ont refusé de prêter l'oreille aux opinions divergentes. Dans les articles sur le processus décisionnel parus dans les journaux à grand tirage, on expliquait qu'il en a été ainsi parce que, l'idée ayant été lancée par une bande de docteurs ès sciences du haut de leur tour d'ivoire, elle semblait digne de foi. Y a-t-il eu des changements concrets au processus de prise de décisions inhérent à la politique énergétique du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources naturelles qui pourraient nous donner quelque assurance que le problème ne se reproduira pas—c'est-à-dire, qu'un groupe de personnes ne pourra pas s'accaparer d'une question et refuser d'entendre toute opinion divergente?

**M. Tellier:** Je ne puis accepter vos deux prémisses. Je ne crois pas que l'on puisse honnêtement dire que le P.E.N. a été mis au point par un groupe rêveurs dans une tour d'ivoire, qui ne savaient pas ce qu'ils faisaient. A mon avis, il n'y a pas la moindre parcelle de vérité dans ce jugement. Je ne puis accepter non plus le reproche concernant le manque de souplesse.

[*Text*]

man referred to this a few minutes ago—the energy policy can be seen in one of two ways; it can be seen as a policy statement made on a certain day in October of 1980, but I would suggest that anyone who sees it in that fashion tends to see it in a very narrow-minded way.

The National Energy Policy should be seen as the first building block, being a policy statement followed by a budget, followed by an update, followed by a certain number of fiscal measures that have fallen into place. The National Energy Policy today is the result of a long evolution which took into account a great many changes in the environment, both in this country and outside th country.

So that criticism of inflexibility is from a very narrow-minded point of view. That policy evolved a great deal over the past three years, and the end results show that. For instance, there is the budget measure indicating no PGRT until capital expenditures are fully recovered in the case of an EOR project.

The dimension of the NEP which has been applauded the loudest by the industry was the result of monitoring a situation and coming to the conclusion that that kind of a fiscal concession was required.

In terms of the decision-making process today, I challenge your two premises. I would say that there is hardly a day that goes by that consultations are not taking place.

Earlier I referred to a meeting I had this morning with a large gas distributor. I have another meeting scheduled after this meeting adjourns with another large oil corporation to discuss some of the things this committee is focusing on. At every level consultations are taking place.

Our gas export pricing policy, for instance, is under review. That is taking place in consultation with the industry. Even on technical matter, such as fixing up the oil quality differential issue, it was done as a result of a great many meetings between ourselves, Alberta, Saskatchewan and the industry. I like to believe that the decision-making process we now have is a very rational and effective one.

**Mr. DeMont:** It seems to me that you went into the changes very reluctantly. One could make the charge that you were not leading the program but that everyone else was complaining about it, and that is why you made some changes. The program is not composed of a coherent number of steps so that by 1985 you will have reached a goal.

**The Chairman:** In any negotiation, you do not come forward with the best offer at the beginning, but you work from there. On October 30, 1980, the policy was announced, and that was the starting point for negotiation. The present policy has evolved and is evolving from that starting point. You indicated that changes have been made and will continue to be made. I think the National Energy Program has to be viewed in that context. It was a 10-year program. It always referred to 1990.

[*Traduction*]

Au contraire, et le président y faisait justement allusion, il y a quelques minutes, la politique énergétique peut être considérée de deux façons. On peut, d'abord, n'y voir qu'un énoncé de principe publié un certain jour d'octobre 1980, mais pareille attitude témoignerait, à mon avis, d'une extrême étroitesse d'esprit.

La politique énergétique nationale devrait plutôt être considérée comme une première étape, un énoncé de principe qui a été suivi d'un budget, lequel a lui-même été suivi d'une mise à jour, et d'un certain nombre de mesures fiscales. L'actuelle politique énergétique nationale est le fruit d'une longue évolution qui s'est faite au fil de nombreux changements survenus aussi bien dans notre pays qu'à l'étranger.

Lui reprocher son manque de souplesse, c'est faire preuve d'une attitude très bornée. Car cette politique a beaucoup évolué au cours des trois dernières années, et les résultats finals le montrent bien. Ainsi, le gouvernement a adopté une mesure budgétaire en vertu de laquelle les recettes pétrolières et gazières tirées d'un projet de récupération assistée du pétrole ne sont imposées qu'à partir du moment où les dépenses en immobilisations ont été totalement récupérées.

De même, l'aspect du Programme énergétique national qui a été accueilli avec le plus d'enthousiasme par l'industrie est un dégrèvement fiscal que le gouvernement a décidé d'accorder après qu'un examen soutenu de la situation en eut montré la nécessité.

Compte tenu du processus décisionnel actuel, je conteste le bien-fondé de vos deux prémisses. Je dirais même que les consultations se poursuivent presque quotidiennement.

J'ai justement rencontré ce matin, comme je l'ai déjà mentionné, un important grossiste du secteur gazier. Dès que le Comité aura ajourné ses travaux, je m'entretiendrai avec les représentants d'une autre grande société pétrolière pour discuter des questions sur lesquelles se penche le Comité. Les consultations se poursuivent à tous les niveaux.

Ainsi, nous sommes en train d'examiner, en consultation avec l'industrie, notre politique de fixation des prix du gaz à l'exportation. Même sur une question aussi technique que celle des différentes catégories de pétrole, nous n'avons pris une décision qu'après avoir tenu un grand nombre de réunions avec des représentants de l'Alberta, de la Saskatchewan et du secteur pétrolier. Je me plais donc à penser que nous avons un processus décisionnel des plus rationnels et efficaces.

**M. DeMont:** Il me semble que ces changements, vous les avez adoptés avec beaucoup d'hésitation. On pourrait même dire que, loin de jouer un rôle de chef de file, vous n'avez que répondu aux plaintes qui vous venaient de toutes parts. Le programme n'est pas composé d'un ensemble cohérent d'étapes qui permettraient d'atteindre d'ici à 1985 un objectif donné.

**Le président:** Dans toute négociation, la première offre n'est jamais la meilleure, mais elle constitue un point de départ. Or la politique qui a été annoncée le 30 octobre 1980 constituait le point de départ des négociations. C'est à partir de là que la politique actuelle a évolué et elle continue d'évoluer. Vous avez indiqué que des changements ont été apportés et que d'autres suivront. A mon avis, c'est dans ce contexte qu'il faut considérer le Programme énergétique national. C'est un programme

[*Text*]

It is perhaps a little unfair that so many examinations of it have been made all within one year and a half. It was a long-term program to meet the stated objectives over a period of time. I think it will continue to evolve on the basis of experience and on the basis of the work we are doing here.

Thank you for appearing before us. I believe you have been here for about six or seven hours. You have certainly been a great help to us in articulating the policies. I assure you it is very much appreciated by members of the committee. You will be happy to know that we will not be seeing you for a while.

The committee adjourned.

[*Traduction*]

qui devait s'échelonner sur dix ans, la date visée ayant toujours été 1990. Il était peut-être un peu injuste de le soumettre à tant d'examens en l'espace de un an et demi, car c'était un programme à long terme qui devait permettre de réaliser les objectifs énoncés en un certain nombre d'années. Je crois d'ailleurs qu'il va évoluer sans cesse en fonction de l'expérience acquise et du travail qu'accomplit le Comité.

Merci d'avoir bien voulu comparaître devant nous. Je crois qu'il y a maintenant six ou sept heures que vous êtes là, et vos explications concernant la politique énergétique nous ont été d'un précieux secours. Je tiens à vous assurer que les membres du Comité vous en sont très reconnaissants. Vous serez heureux d'apprendre que vous n'aurez pas à vous présenter devant nous pour quelque temps.

La séance est levée.

**APPENDIX "ENR-7A"**

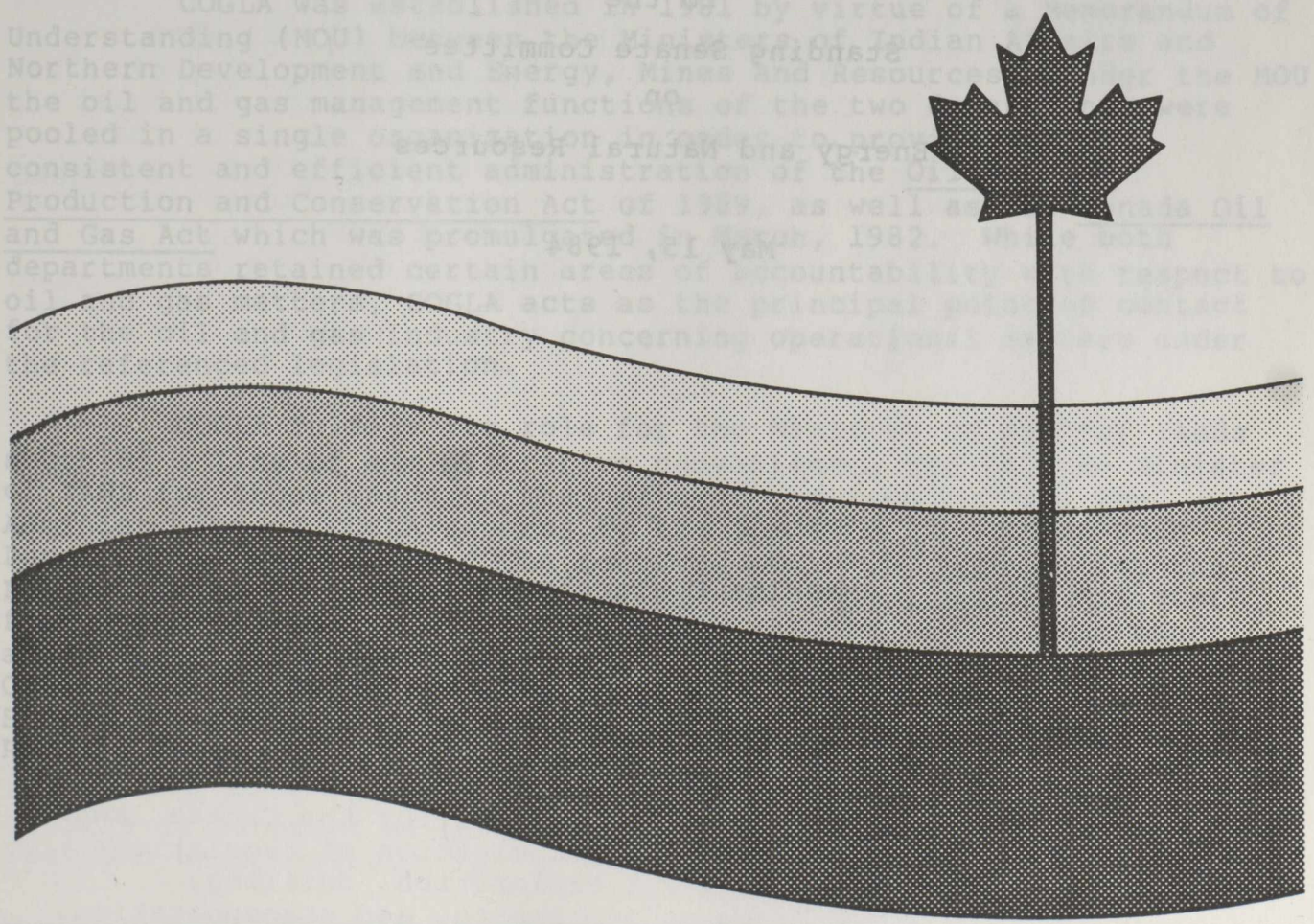
Canada Oil and Gas Lands Administration

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

**Presentation**
**to the**

# Standing Senate Committee

**on Energy and Natural Resources**
**May 15, 1984**



Energy, Mines and Resources Canada

Énergie, Mines et Ressources Canada

Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

# Presentation by the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) to the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources

May 15, 1984

Maurice E. Taschereau
Administrator
Canada Oil and Gas Lands Administration
EMR/IAND

## INTRODUCTION

COGLA welcomes the opportunity to appear before the Senate Committee as it embarks upon its review of the National Energy Program. Our written presentation limits itself to a brief outline of COGLA's mandate and responsibilities, structure and operations, as well as a review of our activities over the past two years.*

## MANDATE

COGLA's role is to manage all oil and gas activities on the Canada lands, an area of approximately 10.2 million square kilometres which includes the Yukon, Northwest Territories, Hudson Bay and east, west and north coast offshore areas.

COGLA was established in 1981 by virtue of a Memorandum of Understanding (MOU) between the Ministers of Indian Affairs and Northern Development and Energy, Mines and Resources. Under the MOU the oil and gas management functions of the two departments were pooled in a single organization in order to provide for the consistent and efficient administration of the Oil and Gas Production and Conservation Act of 1969, as well as the Canada Oil and Gas Act which was promulgated in March, 1982. While both departments retained certain areas of accountability with respect to oil and gas matters, COGLA acts as the principal point of contact for the oil and gas industry concerning operational matters under the referenced legislation.

COGLA fulfils its role for the Minister of EMR for lands south of a line of administrative convenience, and for the Minister of IAND for those lands to the north of the line. Thus, the Administrator of COGLA reports to the Deputy Ministers of both Departments. Moreover, COGLA receives policy direction from the Policy Review Committee which includes Assistant Deputy Ministers from both departments. COGLA provides resource management functions and secretarial resources for the interim Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, established pursuant to the Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing, of 2 March, 1982.

---

* More detailed background information on COGLA is contained in our previous Senate submission, prepared for our appearance September 14, 1982 before the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

## LEGISLATIVE FRAMEWORK

Under the National Energy Program a new legal framework was established for oil and gas activity on the Canada lands. The principal elements of this new framework are the Canada Oil and Gas Act, as well as the Oil and Gas Production and Conservation Act. COGLA plays the central role in administering both of these statutes and regulations issued pursuant to them.

1) Canada Oil and Gas Act

This Act sets out the requirements for the granting of oil and gas exploration and production rights, establishes the fiscal regime applicable to oil and gas activities on the Canada lands, provides for environmental protection and the establishment of the Environmental Studies Revolving Funds.

The Act is administered by the Minister of IAND with respect to Canada lands situated north of the Line of Administrative Convenience - in the Yukon, the Northwest Territories and adjacent offshore areas. South of that line - in the east and west coast offshore areas, as well as in Hudson Bay-Hudson Strait - the Act is administered by the Minister of Energy, Mines and Resources. With reference to the Act, COGLA negotiates exploration agreements and is actively involved in the development of Canada Benefits plans with industry. The Administrator of COGLA is the designated official for the exercise of many of the powers, duties and functions delegated by the Ministers.

2) Oil and Gas Production and Conservation Act

This Act, which was amended in 1982 as part of Bill C-48, provides the framework for detailed technical and safety requirements for work and activity in the Canada lands. It authorizes the Minister to issue operating licences and specific authorizations in the absence of which no oil or gas activity may take place in the Canada lands.

With reference to this Act, the Administrator of COGLA is appointed Chief Conservation Officer for the Canada lands. The Act also allows for the promulgation of regulations with respect to oil and gas exploration, drilling, production, conservation, processing, and transportation.

3) Regulations

COGLA administers the following Regulations relating to oil and gas activity:

a) Canada Oil and Gas Land Regulations, 1978 (amended)

b) Canada Oil and Gas Drilling Regulations, 1970 (amended)

c) Canada Oil and Gas Interests Regulations 1983

d) Canada Oil and Gas Operations Regulations, 1983

e) Environmental Studies Revolving Fund Regulations, 1983

In addition, draft regulations are being prepared in the following areas: registration, royalties, production structures, geophysical, diving, pipeline,and production and conservation.

## ORGANIZATIONAL STRUCTURE

The Administrator of COGLA has the authority to take all ongoing operational decisions and bears the principal responsibility for implementation of the Canada Oil and Gas Act. The Administrator is also Chief Conservation officer under the Oil and Gas Production and Conservation Act. Under the Administrator, COGLA is composed of six branches:

Land Management Branch is responsible for the negotiation, issuance, registration, transfer and administration of exploration and production rights in the form of exploration agreements, provisional leases and production licences, and for the collection of royalties.

Resource Evaluation Branch advises on the resource potential of lands under negotiation, and on the geology of prospective areas, particularly as to how their geology could pose safety and drilling problems. In addition, the Resource Evaluation Branch evaluates the potential for, and assesses the possible impact of, the development of minerals other than oil and gas off Canada's East and West coasts.

The Engineering Branch oversees the way in which companies carry out their work programs in order to ensure that drilling and other activities are undertaken with due concern for the safety of personnel and the environment. Engineering Branch is also responsible for the regulation and monitoring of production activities on Canada lands.

To meet these concerns, the Administration, through its Resource Evaluation and Engineering Branches, issues the work program approvals and specific well approvals which operators have to obtain before they can begin work. COGLA inspectors regularly visit work sites to ensure activities are carried on according to regulations.

The Environmental Protection Branch scrutinizes operators' plans and regulates their activities to ensure that the highest standards of environmental safety and protection are maintained. The Branch also administers the new Environmental Studies Revolving Fund south of 60°; north of 60°, the fund is administered by the Northern Affairs Program, DIAND.

The Canada Benefits Branch works with industry to develop initiatives to increase the benefits to Canada resulting from petroleum activity. The Branch examines company plans to ensure: that Canadian businesses are provided a full and fair opportunity to compete for the economic opportunities resulting from planned activities; that qualified Canadian personnel are recruited and trained as necessary; and that affected communities are informed of on-going acitivities and provisions made to deal with their concerns.

The Policy Analysis and Coordination Branch is responsible for the analysis, development, interpretation and implementation of policy for the management of oil and gas activity in the Canada lands. The Branch liaises with other policy groups within EMR and DIAND, coordinates policy-related work of the COGLA Branches and provides secretariat support to the Policy Review Committee and to the Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board.

Additionally, COGLA has regional offices in St. John's, Halifax and Yellowknife; their organization reflects in part that of headquarters. There is also a field office in Inuvik and an information office in Calgary. Since the inception of COGLA considerable effort has been made to develop the regional offices and to devolve administrative responsibilities to them.

## THE EXPLORATION AND DEVELOPMENT PHASES

Under the NEP, the Government adopted an aggressive policy of frontier exploration, based on the goal of self-sufficiency as well as the "need to know" the extent of our hydrocarbon resources in the Canada lands. Another NEP goal is the provision of a fair opportunity for Canadians to participate in and realize the greatest possible benefits from petroleum activity. The chief tools at COGLA's disposal for helping to achieve these overriding objectives are exploration agreements, development plans, and Canada Benefits plans, which are associated with both exploration and development plans.

1) The Exploration Phase

The Canada Oil and Gas Act requires the renegotiation of all existing oil and gas rights on Canada lands, with the exception of the "pioneer production" fields. The new vehicle for conferring oil and gas rights is the exploration agreement, which gives the interest holder the right to explore for oil and gas on specified Canada lands and commits the holder to a program of activities over the life of the agreement.

An exploration agreement defines the area within which the work is to take place, the tenure, the work program to be undertaken, and the rate at which land will be returned to the Crown.

Before the actual commencement of any work program under an exploration agreement, a Canada Benefits plan satisfactory to the relevant Minister must be submitted. This plan typically covers the industrial, employment and social benefits expected from the proposed activity. The plan must be adapted to the region to which it applies. In reviewing Canada Benefits plans, COGLA is advised by other federal, provincial and territorial government departments in their respective fields of expertise.

Before undertaking the actual drilling of a well, an operator generally must obtain Drilling Program Approval, which is the authority for a company to operate a particular drilling unit or rig in a specified region for a pre-designatated period (up to 3 years). The operator then applies for an Authority to Drill a Well, which is a licence to drill a particular well under an approved Drilling Program. In addition to issuing these approvals, COGLA inspects and monitors exploration activities and gives operational approvals (such as for well testing or abandonment) through the entire life of the exploration agreement.

At the end of the term of an exploration agreement an operator may either renegotiate another term or surrender the lands to the Crown. In addition, an exploration agreement provides for the relinquishment of lands over the term of the agreement, usually 50 percent of the total area. Land relinquishment and subsequent re-issuance permit new oil interests to become involved in exploration and allow for control of the pace of exploration and development activity.

2) The Development Phase

Should an interest holder make a commercial discovery in the course of its exploration activities, it is entitled to apply for a production licence if its Canadian ownership rate is 50 percent or more.

Although a production licence confers upon an interest owner the right to produce oil and gas, development plan approval from COGLA is required before production can occur. The information required in support of an application for such an approval covers a wide and comprehensive range of technical and environmental matters, and must include a Canada Benefits plan.

Having obtained development plan approval, an interest owner may not commence the construction of a production structure unless he has obtained production structures approval and various other approvals which are applied for as the project is developed. The same applies to production facilities.

COGLA's role in the approval and regulation of a transmission and transportation system will vary according to the elected mode of transportion.

## CANADA LANDS ACTIVITIES

### Exploration Agreements

- COGLA negotiated the first exploration agreements (EAs) after passage of the Canada Oil and Gas Act in 1982.
- From March 1982 to the present, a total of 162 EAs were approved by Ministers. The average term for an EA is four years. Another 33 remain to be signed, of which 26 are in areas under work program moratorium.
- 86 EAs have been negotiated for east coast lands, 20 for the Arctic Islands, 37 on the Mainland territories and 22 in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta region. None have been signed for the Hudson Bay or the West Coast.
- From 1981 to 1984, 309,397km of seismic lines were shot throughout the Canada lands.
- A total of 78 exploratory wells were completed in the three years 1981-83 inclusive - 22 in 1981, 23 in 1982 and 33 in 1983; so far in 1984, 24 additional wells have been drilled .

- The 162 EAs signed to date include commitments to drill a total of 201 wells:
  - 45 off the Scotian Shelf
  - 7 in the Gulf of St. Lawrence
  - 51 off Newfoundland and Labrador
  - 28 in the Arctic Islands and Davis Strait
  - 42 in the Mainland territories; and
  - 28 in the Beaufort Sea/Mackenzie and Delta region.

## PROSPECTIVITY OF CANADA LANDS

- Overall, there have been 99 significant discoveries on Canada lands; 23 of these occurred since the new Canada lands regime was established.
- On a regional basis, the significant discoveries are as follows:

| | |
|---|---|
| - Grand Banks: | five oil and one gas |
| - Scotian Shelf: | 14 discoveries, almost all gas |
| - Labrador Shelf: | five gas |
| - Beaufort Sea/ Mackenzie Delta: | 35 oil and gas (19 onshore, 16 offshore) |
| - Mackenzie Valley/ Mainland Territories: | 20 oil and gas |
| - Arctic Islands: | 18 oil and gas |
| - Eastern Arctic Offshore: | one gas |

- The COGLA/Geological Survey of Canada resource estimate of the Canada lands stands as follows:

| | Discovered Resources | | Ultimate Resources | |
|---|---|---|---|---|
| | OIL | GAS | OIL | GAS |
| | ($10^6m^3$) | ($10^9m^3$) | ($10^6m^3$) | ($10^6m^3$) |
| Grand Banks | 206.6 | 62.3 | 1,653.4 | 750.6 |
| Scotian Shelf | 14.3 | 113.3 | 286.1 | 651.5 |
| Labrador Shelf | 4.4 | 65.1 | 79.4 | 538.2 |
| Gulf of St. Lawrence | - | .56 | 15.8 | 39.6 |
| Hudson Bay | - | - | 127.1 | 87.8 |
| Eastern Arctic | - | 11.3 | 111.2 | 538.2 |
| Mainland Territories | 44.5 | 31.1 | 95.3 | 311.6 |
| Beaufort Sea/ Mackenzie Delta | 143.0 | 314.4 | 1,478.5 | 2,152.9 |
| Arctic Islands | 76.3 | 362.5 | 763.1 | 2,617.4 |
| West Coast | - | - | 47.6 | 266.2 |

## CANADA BENEFITS

- The objective of the Canada Benefits process is to achieve optimum industrial, social and economic benefits to Canada as a result of petroleum activity. Efforts to achieve this are outlined in the Canada Benefits plan submitted to the Minister by the operating companies. The plans address the industrial, employment and socio-economic implications of activity.

- Industrial benefits commitments encompass the commitment to provide full and fair opportunity to Canadian industry. Other industrial benefits include supplier development initiatives, Canadian research and development, and transfers of technology and operating know-how.

- Employment benefits commitments focus upon the provision of job opportunities to qualified Canadians; the development of Canadian expertise through training programs; and special measures to facilitate the involvement of target group members.
- The other socio-economic component of the plans is designed to identify the impacts on regional communities. A significant part of this is the development of an effective consultation plan which maximizes the flow of information between the operator, affected communities and interest groups.

Results

- $8.8 billion of direct expenditures are forecast to result from the exploration agreements announced and currently under negotiation. The Canadian content of these expenditures is expected to be approximately 60 percent or about $5.3 billion. There are no comparable expenditure figures for the period prior to the passage of the Canada Oil and Gas Act.
- The achievement of 60 percent Canadian content in exploration expenditures is due largely to the well-developed land-based oil and gas industry. This level of domestic sourcing exceeds that experienced at comparable stages in the North Sea. Between 1974 and 1979, domestic sourcing of equipment and services went from 40 to 70 percent in the UK and from 28 to 60 percent in Norway. It is expected that Canadian sourcing will increase appreciably as development activity commences, providing new national and regional industrial opportunities.
- Past and forecast expenditures (in millions of dollars) for exploration on Canada lands are as follows:

| PAST | | FUTURE | |
|---|---|---|---|
| 1981 | 1,078 | 1984 | 2,000 |
| 1982 | 1,423 | 1985 | 2,500 |
| 1983 | 1,926 | 1986 | 2,000 |

- Of the $1.9 billion spent on exploration in the Canada lands in 1983, $803 million (41 percent) was spent on the north; $494 million (26 percent) on Newfoundland, and $630 million (33 percent) on Nova Scotia:
  - the Canadian content figures for 1983 were as follows: overall, $1.14 billion (59 percent); for the north $587 million (73 percent); for Newfoundland, $247 million (50 percent); for Nova Scotia, $302 million (48 percent);

- the regional content figures for 1983 are: the North - $80 million (10 percent) of $803 million; Newfoundland - $99 million (20 percent) of $494 million; Nova Scotia $151 million (24 percent) of $630 million.

- Employment resulting from exploration activity reached 6,900 in 1983. 89 percent of this workforce was Canadian. Through training and other initiatives, it is expected that by 1986, 94 percent of the total work force will be Canadian. There are no comparable statistics for Canada lands petroleum-related employment prior to passage of the Canada Oil and Gas Act.

Participation of Canadian Firms

- A secondary objective, associated with the land management practices of COGLA, is the promotion of Canadian-owned and controlled companies as either interest holders or operators.

- In 1980 Canadian companies held 38 percent of all interests in Canada lands oil and gas activity; by 1983 this figure had risen to 62 percent.

- Prior to passage of the Canada Oil and Gas Act, few Canadian companies were operating exploration programs on the Canada lands with the exception of:

| | |
|---|---|
| - Canterra | Pan Canadian |
| - Petro-Canada | Paramount |
| - Dome | Panarctic |

- Since the passage of the Canada Oil and Gas Act, through farm-ins and changes in ownership or operators, the number of Canadian companies operating has risen appreciably, and includes, in addition to the aforementioned firms:

| | |
|---|---|
| - Husky/Bow Valley | - Home Oil |
| - NSM | - Forward Resources |
| - Northcor | - ATS |

- Canadian participation in Canada lands exploration is being furthered primarily through the farm-in process and promoted significantly by the Petroleum Incentives Program. The earnings of these farm-ins will be more noticeable once the term of the agreements is completed and Canadian companies have earned their interests.

## MAJOR DEVELOPMENT PROJECTS

Norman Wells (NWT)

- More than $1 billion is being spent to expand crude oil production and transportation from Norman Wells.

Venture (offshore Nova Scotia)

- Mobil submitted both an Environmental Impact Statement and a Socio-Economic Impact Statement to COGLA in April, 1983.
  - an Environmental Assessment and Review Process (EARP) Report was submitted in December, 1983.
  - a Socio-Economic Review Process (SERP) Report was submitted in January, 1984.
- Mobil submitted a development plan in January, 1984.
  - total estimated project value is $3 billion (1982$).
  - currently pending results of delineation drilling.

Hibernia (offshore Newfoundland)

- An Environmental Impact Statement is expected November, 1984.
- A development plan is expected June, 1985.

## ENVIRONMENT

COGLA's role in environmental protection is threefold:

- COGLA's regulatory powers under the Oil and Gas Production and Conservation Act and regulations promulgated pursuant to the act enable it to control and enforce the conditions upon which specific approvals are granted and to monitor closely the execution of approved work or activities. The Act and the regulations contain extensive provisions for pollution prevention and for remedial measures if pollution occurs. New geophysical, structures, pipelines, diving and production regulations, now in preparation, will further enhance the technical safety of oil and gas activities and reduce the environmental risks of operations;
- COGLA may include in an exploration agreement terms and conditions specifically providing for additional environmental work or special protective measures;

- COGLA administers the Environmental Studies Revolving Fund (ESRF) south of the Line of Administrative Convenience for EMR in conjunction with the Northern Affairs Program of IAND, which administers it north of the Line. The ESRFs are sources of funding for environmental and social studies directly relevant to oil and gas activities on the Canada lands.

  - To date there have been two ESRF calls for study proposals. Thus far, awards totalling $4.03 million have been made to undertake 32 studies.

  - ESRF studies are funded through levies on the oil and gas Canada lands interest owners.

  - Joint industry-government committees identify priority subjects, develop suitable budgets for carrying out the necessary studies, recommend the program and associated levies to the Ministers and the Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, carry out the subsequent selection of groups to do the studies and monitor/advise on the execution of the program.

## SAFETY

Regulation of the safety of oil and gas activities is a key component of COGLA's role. This role is fulfilled with the assistance of other government agencies -- particularly the Canadian Coast Guard and the Department of National Defence (Search and Rescue) -- and through ongoing reviews and consultation with industry.

Government-industry consultative committees have been established on offshore safety and on health issues. The ongoing reviews often result in new safety guidelines such as those which were issued to east coast operators in December, 1983; these guidelines are essentially elaborations of the regulatory framework established to maximize safety of operations.

APPENDIX "ENR-7B"

## The Canada Oil and Gas Lands Administration

The Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) manages, for the federal government, all oil and gas activities in the Canada lands, which include the Yukon, Northwest Territories, Hudson Bay and all offshore areas.

COGLA was established in 1981, by a Memorandum of Understanding (MOU), between the Ministers of IAND and EMR. Under the MOU, the oil and gas management functions of the two Departments were merged; while both Departments retain certain areas of accountability for oil and gas matters, COGLA acts as the principal point of contact with the industry for operational activities on the Canada lands.

COGLA reports to the Minister of IAND with respect to oil and gas activities on the Canada lands which are north of the Line of Administration Convenience, i.e. in the Yukon, the Northwest Territories, and adjacent offshore areas; south of that line, i.e. in the east and west coast offshore areas, as well as in Hudson Bay and Hudson Strait, COGLA reports to the Minister of EMR.

COGLA receives policy direction from the Policy Review Committee, which includes senior officials from both departments. The Administrator of COGLA is the designated official for the exercise of many of the powers, duties and functions delegated by the Ministers under the Canada Oil and Gas Act, which was proclaimed March 5, 1982, and the Oil and Gas Production and Conservation Act, of 1969, as amended.

The Administration reports to the Deputy Ministers of both departments. Under the Administrator, COGLA is composed of six Branches and three regional offices:

Land Management administers exploration and production rights and is responsible for collecting royalties;

Resource Evaluation advises on the oil and gas potential of the Canada lands;

Engineering issues work program approvals and specific well approvals;

Environmental Protection ensures that the impact of oil and gas activities on the environment, as well as the impact of the environment on oil and gas activities, are minimized.

Canada Benefits assists companies in developing plans and monitors them to ensure that benefits to Canada resulting from petroleum activity are maximized on a competitive basis.

Policy Analysis and Coordination assures both internal and external coordination and is responsible for the analysis, development, interpretation and implementation of policy for oil and gas activity in the Canada lands.

Regional offices in St. John's, Halifax, and Yellowkife perform operational functions in the field and advise the head office.

COGLA provides resource management functions and secretarial resources for the interim Canada-Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board, established pursuant to the Canada-Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing, of March 2, 1982.

COGLA administers the Environmental Studies Revolving Fund (ESRF) south of the Line of Administrative Convenience for EMR in conjunction with the Northern Affairs Program of IAND, which administers it north of the line.

COGLA's chief administrative mechanisms are the exploration agreement and development plan. An exploration agreeement gives the interest holder the exclusive right to explore for oil and gas on specified Canada lands and commits the holder to a program of activities over the life of the agreement. In the event exploration results in a commercial discovery, the interest owner submits a detailed development plan, approval of which is required before production can occur.

Since the passage of the Canada Oil and Gas Act in 1982, a total of 162 Exploration Agreements have been negotiated through COGLA. Under these agreements, and others under negotiation, a total of $8.8 billion in direct expenditures is forecast. The agreements include commitments to drill a total of 201 wells on the Canada lands.

Policy Analysis and Coordination
Branch, COGLA
May, 1984.

## APPENDIX "ENR-7C"

ENERGY MINES AND RESOURCES
CONSERVATION AND NON-PETROLEUM SECTOR

INFORMATION SUBMITTED TO
THE STANDING SENATE COMMITTEE
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

APRIL 11, 1984

## CONSERVATION AND NON-PETROLEUM PROGRAMS

### ELECTRICAL

#### Coleson Cove Compensation Agreement

By an agreement concluded in December 1980, Canada agreed to compensate N.B. Power to a maximum of $25 million per year for losses associated with cancellation or renegotiation of an export contract with a Maine utility less any net revenue received from the contract or from others from sale of power from the additional 267 MW included in the original contract.

#### Utility Off-Oil Program

A three stage study of the conversion of the 1,000 MW Coleson Cove generating station from oil-firing to coal-firing was commenced in January 1981 at an estimated cost of $1,213,000 with a federal grant to cover 75 per cent of study costs. The study, which is being funded under the Utility Off-Oil Program, is designed to consider the cost and environmental impact of alternative conversion strategies leading to a recommended project for approval by the New Brunswick Electric Power Commission and the Department.

### COAL

#### Coal Utilization Program

Established under the National Energy Program Special Atlantic Initiatives to support increased coal utilization through commercialization of new technology leading to more efficient and environmentally benign applications.

#### Canada/Nova Scotia Agreement on Oil Substitution and Conservation

To decrease the cost of energy in Nova Scotia through conservation and replacement of alternative fuels. Funded from $9 million administered by a federal-provincial committee.

### RENEWABLE ENERGY

#### Solar Domestic Hot Water Program

Assesses the feasibility of hot water heating in Canada by providing federal funding, which covers 60 to 85 percent of the total cost of each system. System monitoring is required to provide information for future developments.

#### Solar Energy Demonstration Program

Develops and demonstrates active solar technologies with the goal of achieving cost-effectiveness by 1988.

Enerdemo-Canada

Develops and demonstrates new technologies which exploit renewable energy resources, conserve energy or enhance efficiency. Intended to help gain market and consumer acceptance of potentially viable technologies.

Forest Industry Renewable Energy Program (FIRE)

Provides financial incentives to industry and other organizations to utilize biomass as a source of energy. Up to 20% of eligible capital costs are allowed, depending on payback and other criteria.

Renewables R&D

Supports research, development and demonstration of new methods and technology aimed at substituting forest biomass for non-renewable fuels and chemical raw materials.

TRANSPORTATION

Road Vehicle to Propane Program (RVPP)

Contribution program offering payments for conversion of commercial and farm vehicles to single-fuel propane systems or for the purchase of new propane vehicles.

Federal Propane Vehicle Program (FPVP)

Funds the conversion or purchase of government vehicles fueled by propane; obtains analysis and data on the performance of these vehicles.

Motor Vehicle Fuel Consumption Standards

Voluntary government/industry vehicle energy conservation program, which sets consumption targets for manufacturers' and importers' new vehicle fleets. Program administered by Transport Canada with EMR policy direction.

Natural Gas Vehicle Program

Contribution program offering taxable payments of $500 for vehicles converted to run off compressed natural gas and up to $50,000 for natural gas fueling outlets with the objective of demonstrating the use of natural gas as a transportation fuel.

Transportation R&D

An integrated National R&D Program directed to resolving the technological constraints affecting alternatives to conventional fuels. Program consists of 7 subprograms, whose management is delegated to various federal departments. Program coordinated by EMR.

## INDUSTRY PROGRAMS

### Canada Energy Audit Program

Assists Industrial, Commercial and Institutional organizations to reduce energy demand by providing federal grants, on-site audits, seminars and workshops. This program is a continuation of the Energy Bus Program.

### Atlantic Energy Conservation Investment Program (AECIP)

Provides taxable grants for energy conservation projects proposed by industry, business and private institutions in order to increase energy efficiency and to accelerate conservation in the Atlantic Provinces.

## TAX CERTIFICATION PROGRAM

### Accelerated Capital Cost Allowance (ACCA) -Class 34

Offers fast write-offs in order to encourage business and industry to install machinery and equipment which saves energy, displaces oil or uses renewable energy.

### Industrial Conversion Assistance Program (ICAP)

Encourages industry, business and institutions to convert from no. 6 fuel oil to pipeline natural gas for the production of energy in boilers and process heaters. Provides contributions of 50% of capital cost of conversion.

### Industrial Energy Research and Development Program

Encourages Canadian industry to undertake R&D on methods to consume energy in industry by providing up to 50% of eligible costs.

## HOME ENERGY PROGRAMS

### Canada Oil Substitution Program (COSP)

COSP is a conversion and conservation assistance program providing taxable contributions towards the capital costs of converting heating systems from oil to alternative energy sources. For conversion to natural gas and electricity, 40 utilities provide applicants with advice and assistance and verify applications forms. EMR regional offices play the same role for conversions to propane, renewable energy sources (including mainly wood) and coal, and for grants towards enhanced conservation in Prince Edward Island, Newfoundland the Northwest Territories and the Yukon.

Ener$ave/Heatline

Aims to increase energy efficiency in Canadian homes by providing information to home owners on energy options as well as program information on both COSP and CHIP and a self administered computerized audit.

Canadian Home Insulation Program (CHIP)

Provides taxable grants to householders who retrofit their home in order to improve energy efficiency. All houses built prior to 1977 are eligible for the grant.

FEDERAL ENERGY MANAGEMENT PROGRAMS

Federal Internal Retrofit

Provides funding to government institutions for engineering and financial studies of potential retrofit projects to conserve energy.

Federal Internal Off-Oil Program

Encourages Federal Departments to convert from oil to alternate heating systems by providing financial contributions for engineering and feasibility studies for potential conversion projects, and for the projects themselves.

BUILDING ENERGY TECHNOLOGY

Super Energy Efficient Housing (SEE)

Promotes adoption of Super-Energy-Efficient construction techniques for new homes in the residential sector by providing contributions to builders.

Building Technology R&D

Delivers technological know-how to practitioners in building design, construction and operation via engineering research into energy use and conservation in buildings.

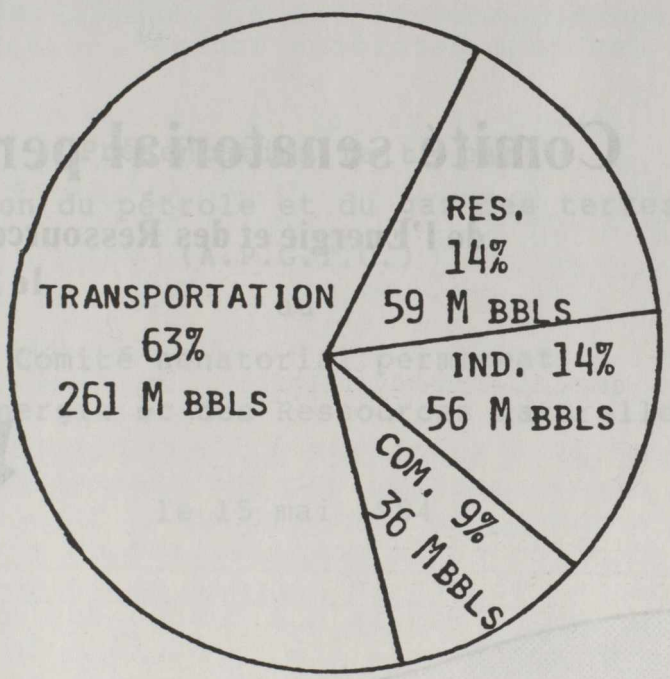
## Conservation and Non-Petroleum Programs
## 1984-85 Budgets

| | $(000) |
|---|---|
| **Electrical** | |
| Coleson Cove Compensation Agreement | 23,000 |
| Utility Off Oil Program | 366 |
| **Coal** | |
| Coal Utilization Program | 45,878 |
| **Renewable Energy** | |
| Solar Domestic Hot Water Program | 363 |
| Solar Energy Demonstration Program | 9,600 |
| Enerdemo - Canada | 13,423 |
| Forest Industry Renewable Energy Program | 11,039 |
| Renewables R&D | 6,822 |
| **Transportation** | |
| Road Vehicle to Propane Program | 12,701 |
| Federal Propane Conversion Program | 322 |
| Motor Vehicle Fuel Standards | 472 |
| Natural Gas Vehicle Program | 9,215 |
| Transportation R&D | 5,052 |
| **Industry Programs** | |
| Canada Energy Audit Program | 9,275 |
| Atlantic Energy Conservation Investment Program | 14,351 |
| Tax Certification Program | 128 |
| Industrial Conversion Assistance Program | 6,898 |
| Industrial Energy Research and Development | 6,946 |
| **Home Energy Programs** | |
| Canada Oil Substitution Program | 140,356 |
| Ener$ave | 1,538 |
| Canada Home Insulation Program | 209,995 |
| **Federal Energy Management Programs** | |
| Federal Internal Retrofit Program | 33,763 |
| Federal Internal Off-Oil Program | 3,176 |
| **Building Energy Technology** | |
| Super Energy Efficient Home Program | 4,590 |
| Building Technology R&D | 1,105 |
| | $570,374 |

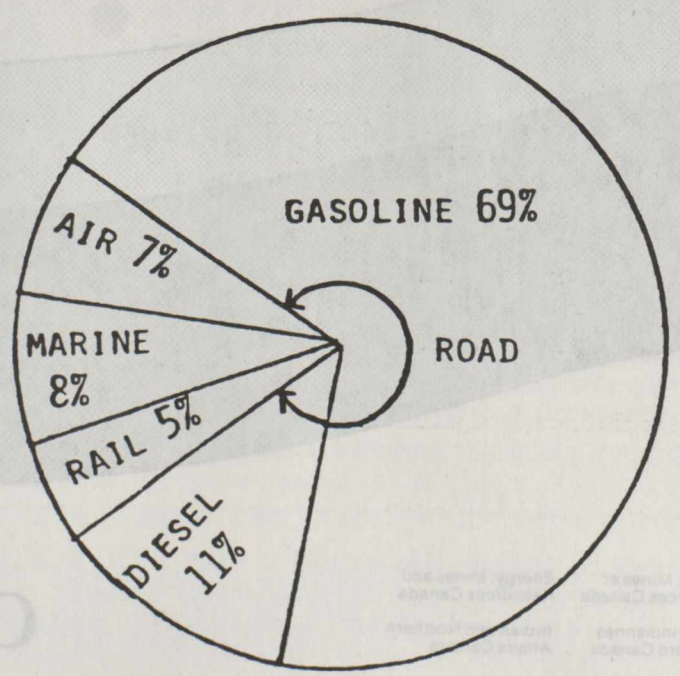
# ARE CONSERVATION, SUBSTITUTION IMPORTANT

- TRANSPORTATION IN CANADA ACCOUNTS FOR 63% OF SECONDARY DEMAND FOR OIL PRODUCTS

1983




- WITHIN TRANSPORTATION ROAD VEHICLES ACCOUNT FOR 80%



APPENDICE «ENR-7A»

Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
Canada Oil and Gas Lands Administration

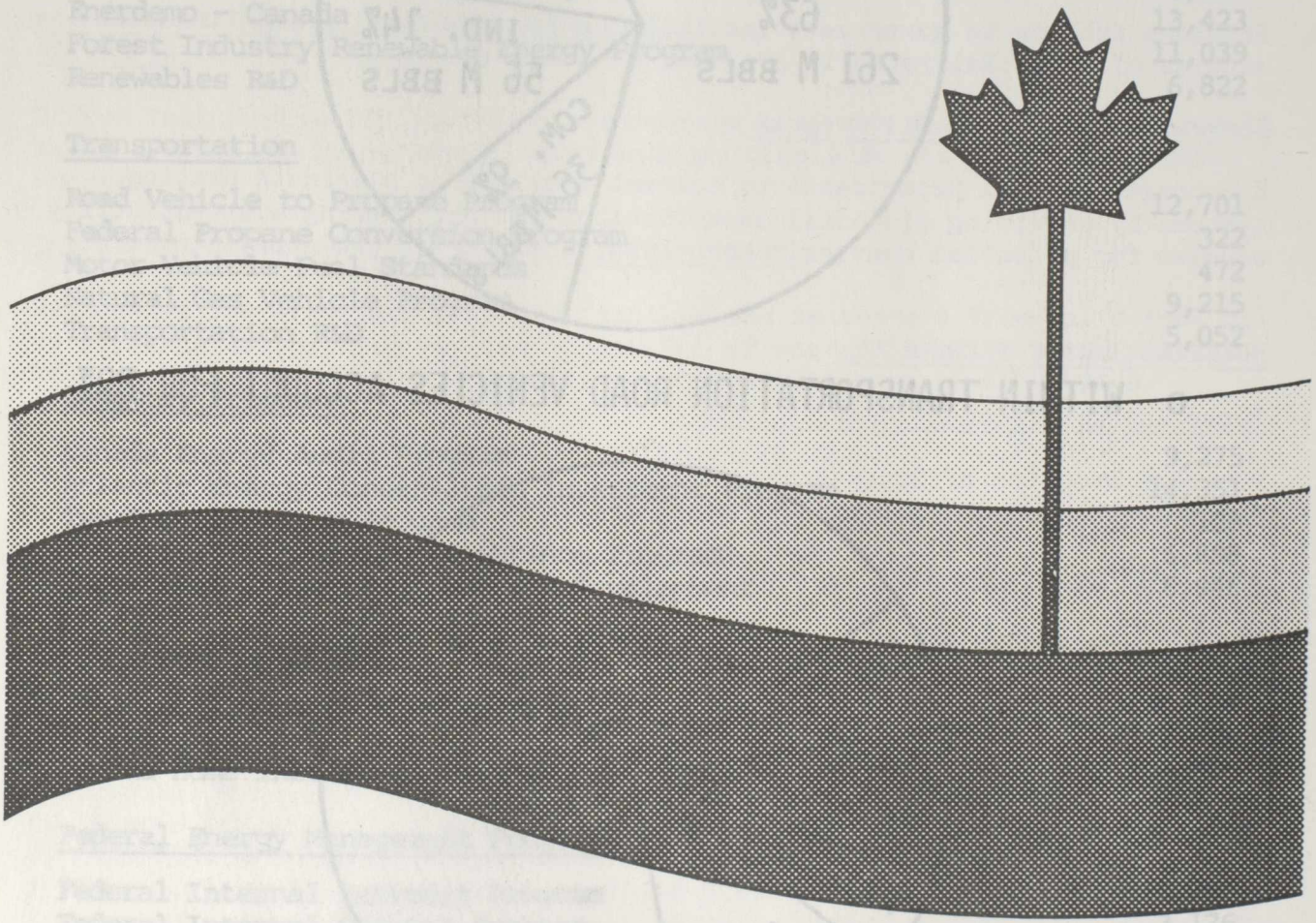
Présentation

au

# Comité senatorial permanent

## de l'Energie et des Ressources naturelles

## le 15 mai 1984



Énergie, Mines et Ressources Canada
Energy, Mines and Resources Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada
Indian and Northern Affairs Canada

Canada

Présentation faite par
l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
(A.P.G.T.C.)
au
Comité senatorial permanent
de l'Energie et des Ressources naturelles.

le 15 mai 1984

Maurice E. Taschereau
Administrateur
Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
E.M.R./M.A.I.N.C.

## INTRODUCTION

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (A.P.G.T.C.) est heureuse d'avoir l'occasion de faire une présentation au Comité du Sénat au moment où il entame son examen du Programme énergétique national. Notre présentation écrite se limitera à un bref exposé du mandat, des responsabilités, de la structure et du fonctionnement de l'A.P.G.T.C., ainsi qu'à un résumé de nos activités des deux dernières années*.

## MANDAT

Le rôle de l'A.P.G.T.C. consiste à administrer toutes les activités pétrolières et gazières dans les terres du Canada, un territoire d'environ 10,2 millions de kilomètres carrés qui comprend le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et les régions situées au large des côtes est, ouest et nord.

L'A.P.G.T.C. a été créée en 1981 par une entente conclue entre le Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et le Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources. En vertu de l'entente, les fonctions relatives à l'administration du pétrole et du gaz de chacun des ministères ont été rassemblées en un seul organisme afin d'assurer une administration homogène et efficace de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz de 1969, ainsi que de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, promulguée en mars 1982. Tandis que chacun des ministères garde certains domaines de responsabilité en matière de pétrole et de gaz, l'A.P.G.T.C. est le principal point de contact pour l'industrie pétrolière et gazière relativement aux questions régies par les lois susmentionnées.

L'A.P.G.T.C. remplit son rôle au nom du Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources dans les terres situées au sud d'une ligne de démarcation administrative, et au nom du Ministre des Affaires indiennes de du Nord canadien par rapport aux terres situées au nord de cette ligne. Ainsi, l'Administrateur de l'A.P.G.T.C. relève des sous-ministres des deux ministères. En outre, l'A.P.G.T.C. reçoit des directives en matière d'orientation politique du comité de révision de la politique, qui comprend des sous-ministres adjoints des deux ministères. L'A.P.G.T.C. fournit des services de gestion des ressources et de secrétariat à l'Office intérimaire Canada Nouvelle-Ecosse du pétrole et du gaz offshore, mis sur pied en vertu de l'Entente Canada Nouvelle-Eccose sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes, signée le 2 mars 1982.

---

* Des renseignements plus détaillés sur l'A.P.G.T.C. sont donnés dans notre présentation antérieure au Sénat, le 14 septembre 1982, à l'intention du comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord.

## CADRE JURIDIQUE

En vertu du Programme énergétique national, un nouveau cadre juridique a été établi pour l'activité pétrolière et gazière dans les terres du Canada. Les principaux éléments en sont la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz. L'A.P.G.T.C. joue le rôle primordial dans l'administration de ces deux lois et de leurs règlements d'application.

1) La Loi sur le pétrole et le gaz du Canada

La loi fixe les exigences relatives à l'octroi de droits d'exploration et de production de pétrole et de gaz, établit le régime fiscal applicable aux activités pétrolières et gazières entreprises dans les terres du Canada, contient des dispositions sur la protection de l'environnement et prévoit la création des Fonds renouvelables pour l'étude de l'environnement.

Le Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien est chargé d'administrer la loi dans les terres du Canada situées au nord de la ligne de demarcation administrative - au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et dans les régions offshore attenantes. Au sud de cette ligne - dans les zones situées au large des côtes est et ouest, et dans la baie d'Hudson et le détroit d'Hudson - cette responsabilitié incombe au Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources. En vertu de cette loi, l'A.P.G.T.C. négocie des accords d'exploration et participe activement à l'élaboration de plans de retombées canadiennes avec l'industrie. Un grand nombre des pouvoirs, responsabilités et fonctions délégués par les ministres en vertu de la loi, sont confiés à l'Administrateur de l'A.P.G.T.C.

2) La Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz

Cette loi, modifiée en 1982 par le projet de loi C-48, crée le cadre nécessaire pour l'établissement de conditions détaillées d'ordre technique et en matière de sécurité applicables aux travaux et aux activités dans les terres du Canada. La loi autorise le ministre à délivrer des licences l'opérations et des autorisations particulières sans lesquelles aucune activité pétrolière ou gazière ne peut avoir lieu dans les terres du Canada.

En vertu de cette loi, l'Administrateur de l'A.P.G.T.C. est nommé Directeur de la conservation pour les terres du Canada. La loi prévoit aussi la promulgation de règlements

portant sur la recherche, le forage, la production, la conservation, le traitement et le transport du pétrole et du gaz.

3. Règlements

L'A.P.G.T.C. administre les règlements suivants ayant trait aux activités pétrolières et gazières:

a) Le Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada, 1978 (modifié);

b) Le Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel du Canada, 1970 (modifié);

c) Le Règlement sur les droits pétroliers et le gaziers du Canada, 1983;

d) Le Règlement sur les opérations sur le pétrolières et gazières du Canada, 1983;

e) Le Règlement sur les régions visées par les fonds renouvelables pour l'étude de l'environnement, 1983.

En outre, des projets de règlement sont en cours de rédaction par rapport aux domaines suivants: l'enregistrement, les redevances, les ouvrages de production, les travaux géophysiques, la plongée, les pipe-lines, la production et la conservation.

## STRUCTURE DE L'A.P.G.T.C.

L'Administrateur de l'A.P.G.T.C. est investi de tous les pouvoirs relatifs à la prise de décisions sur les opérations et il assume la responsabilité principale de la mise en oeuvre de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada. Il est en outre désigné Directeur de la conservation par la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz. Les six directions de l'A.P.G.T.C. relèvent de l'administrateur:

La Direction de la gestion des terres est chargée de la négociation, de la délivrance, de l'enregistrement, du transfert et de l'administration des droits d'exploration et de production, sous forme d'accord d'exploration, de concessions provisoires et de licences de production, ainsi que de la perception des redevances.

La Direction de l'évaluation des ressources donne des conseils sur le potentiel en ressouces des terres faisant l'objet de négociations et sur la géologie des zones d'intérêt, notamment sur les problèmes éventuels de sécurité et pour travaux de forage

pouvant découler de leurs particularités géologiques. En outre, la Directive est chargée d'estimer les possibilités de mise en valeur de minéraux autres que le pétrole et le gaz au large des côtes est et ouest du Canada, et d'en évaluer les répercusssions éventuelles.

La Direction du génie assure la surveillance de l'exécution des programmes de travaux afin de s'assurer que les forages et les autres activités soient menées en tenant compte de la sécurité du personnel et de la protection de l'environnement. La Direction du génie est chargée aussi de la réglementation et du contrôle des activités de production dans les terres du Canada.

A ces fins, l'Administration délivre, par l'entremise des Directions de l'Evaluation des ressources et du Génie, des approbations de programmes de travaux et des approbations relatives au forage de puits que les exploitants doivent obtenir avant d'entreprendre leurs travaux. Les inspecteurs de l'A.P.G.T.C. rendent visite régulièrement aux chantiers de travaux pour s'assurer que les activités se déroulent conformément aux règlements.

La Direction de la protection de l'environnement étudie les plans des exploitants et assure la réglementation de leurs activités afin que les normes les plus élevées de sécurité et de protection environnementales soient maintenues. La Direction générale administre aussi le nouveau Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement pour les régions situées au sud du 60$^{e}$ parallèle; en ce qui concerne les régions situées au nord du 60$^{e}$ parallèle, l'administration du fonds incombe au Programme des affaires du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La Direction des retombées canadiennes travaille, en collaboration avec le secteur industriel, à l'élaboration d'initiatives visant à accroître la participation canadienne dans les activités pétrolières. La Direction examine les plans des sociétés pour s'assurer que les entreprises canadiennes aient la possibilité de profiter pleinement et équitablement des retombées économiques découlant des activités prévues; que des travailleurs canadiens qualifiés soient recrutés et qu'ils reçoivent la formation nécessaire; que les collectivités touchées soient informées des activités en cours et que des mesures soient prises pour tenir compte de leurs préoccupations.

La Direction de l'analyse des politiques et de la coordination est chargée de l'analyse, de l'élaboration, de l'interprétation et de la mise en oeuvre des politiques relatives à la gestion des activités pétrolières et gazières dans les terres du Canada. La Direction assure la liaison avec les autres groupes chargés de la politique au sein d'E.M.R. et du M.A.I.N.C., veille à la coordination des politiques ayant trait aux travaux des autres directions générales de l'A.P.G.T.C. et fournit des services de secrétariat au comité de révision de la politique ainsi qu'à l'Office Canada Nouvelle-Ecosse du pétrole et du gaz offshore.

L'A.P.G.T.C. a aussi, à St. John's à Halifax et à Yellowknife, des bureaux régionaux dont l'organization est fondée sur la structure de l'administration centrale. Il y a aussi un bureau local à Inuvik et un bureau d'information à Calgary. Depuis la création de l'A.P.G.T.C., des efforts considérables ont été déployés pour mettre sur pied des bureaux régionaux et pour décentraliser les responsabilités administratives en les confiant à ces bureaux.

## LES PHASES D'EXPLORATION ET DE MISE EN VALEUR

Dans le cadre du Programme énergétique national, le gouvernement a adopté une politique dynamique d'exploration dans les régions pionnières, fondée sur un objectif d'auto-suffisance et sur le "besoin de connaître" l'ampleur de nos ressources en hydrocarbures dans les terres du Canada. Offrir aux Canadiens la possibllité de participer aux activités pétrolières et d'en tirer les avantages maximaux constitue aussi un objectif du Programme énergétique national. Les principaux outils dont dispose l'A.P.G.T.C. pour atteindre ces objectifs globaux sont les accords d'exploration, les plans de mise en valeur, et les plan de retombées canadiennes qui peuvent se rattacher aux accords d'exploration et aux plans de mise en valeur.

### 1) La phase d'exploration

La Loi sur le pétrole et le gaz du Canada exige la re-négociation de tous les droits pétroliers et gaziers dans les terres du Canada, sauf dans le cas des champs de production pionnière. Le nouveau véhicule pour conférer des droits pétroliers et gaziers est l'accord d'exploration, qui donne au titulaire le droit d'entreprendre l'exploration pétrolière et gazière dans des parcelles précises des terres du Canada et engage le titulaire à exécuter un programme d'activités pendant la durée de l'accord.

L'accord d'exploration définit la parcelle de terre où se dérouleront les travaux, la durée de l'accord, le programme des travaux et l'échéancier en fonction duquel la terre sera rétrocedée à la Couronne.

Avant le début des travaux visés par un accord d'exploration, l'explorateur doit présenter un plan de retombées canadiennes qui est acceptable aux yeux du Ministre compétent. Le plan prévoit habituellement les retournées industrielles, sur l'emploi et d'ordre social attendus de l'activité proposée. Le plan doit être adapté à la région à laquelle il s'applique. Lorsqu'elle analyse les plans de retombées canadiennes, l'A.P.G.T.C. consulte les ministères fédéraux, provinciaux et territoriaux dans leurs domaines respectifs de compétence.

Avant d'entreprendre les travaux de forage d'un puits, l'exploitant doit en général obtenir une approbation de programme de forage, qui constitue l'autorisation donnée à la société d'exploiter une installation ou une tour de forage dans une région précise pendant une période prédéterminée (pouvant aller jusqu'à trois ans). L'exploitant demande ensuite une autorisation de forer un puits, qui est une licence permettant de forer un puits précis faisant partie d'un programme de forage approuvé. En outre de délivrer toutes ces approbations, l'A.P.G.T.C. inspecte les activités d'exploration, en assure le contrôle, et donne des approbations d'exploitation (par exemple pour les essais ou l'abandon des puits) pendant toute la durée de l'accord d'exploration.

A la fin de la durée d'un accord d'exploration, l'exploitant peut soit renégocier l'accord, soit remmettre les terres à la Couronne. L'accord d'exploration prévoit aussi la rétrocession d'une partie des terres, habituellement de 50% de la superficie totale, pendant la durée de l'accord. La rétrocession et la re-émission des terres permettent la participation de nouveaux intérêts pétroliers dans l'exploration ainsi qu'une réglementation du rythme des activités d'exploration et de mise en valeur.

2) La phase de mise en valeur

Si le titulaire de droits fait une découverte commerciale pendant ses activités d'exploration, il a le droit de demander une licence de production à condition que son taux de participation canadienne soit égal ou supérieur à 50%.

Bien que la licence de production confère au titulaire le droit de produire du pétrole et du gaz, il doit d'abord obtenir de l'A.P.G.T.C. l'approbation de son plan de mise en valeur avant de commencer la production. Les renseignements exigés pour appuyer une telle demande portent sur une grande gamme de questions d'ordre technique et environnemental, y compris un plan de retombées canadiennes.

Le titulaire de droits qui a obtenu l'approbation de son plan de mise en valeur ne peut cependant pas commencer la construction d'un ouvrage de production que s'il a obtenu l'approbation des ouvrages de production et diverses autres approbations qu'il faut demander au fur et à mesure que le projet avance. Les mêmes conditions s'appliquent aux installations de production.

Le rôle de l'A.P.G.T.C. dans le processus d'approbation et de réglementation des systèmes de transmission et de transport varie selon le mode de transport choisi.

## ACTIVITES DANS LES TERRES DU CANADA

### Accords d'exploration

- L'A.P.G.T.C. a négocié les premiers accords d'exploration après l'adoption de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada en 1982.

- Entre mars 1982 et maintenant, les ministres ont approuvé un total de 162 accords d'exploration. La durée moyenne d'un accord est de quatre ans. Il reste 33 accords à signer, dont 26 ont trait à des zones touchées par les moratoriums sur les programmes de travaux.

- Les accords d'exploration négociés pour les régions situées au large de la côte est s'élèvent à 86, ceux pour les îles de l'Arctique, à 20, ceux pour les terres continentales, à 37 et ceux pour la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie à 22. Aucun accord n'a été signé pour la baie d'Hudson ni pour la côte ouest.

- Entre 1981 et 1984, des tirs sismiques ont été effectués sur 309 397 km dans l'ensemble des terres du Canada.

- Au total, 78 puits d'exploration ont été forés pendant les années 1981-1983 inclusivement, dont 22 en 1981, 23 en 1982 et 33 en 1983; en 1984 le nombre des forages d'exploration a atteint 24, à ce jour.

- Les 162 accords d'exploration signés à ce jour comprennent des engagements de forer un total de 201 puits, dont:
  - 45 au large dans le plateau continental de la Nouvelle-Ecosse,
  - 7 dans le golfe du Saint-Laurent,
  - 51 au large de Terre-Neuve et du Labrador,
  - 28 dans les îles de l'Arctique et dans le détroit de Davis,
  - 42 dans les terres continentales,
  - 28 dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie.

## PERSPECTIVES DES TERRES DU CANADA

- Le nombre total des découvertes importantes dans les terres du Canada s'élève à 99, dont 23 ont eu lieu depuis l'instauration du nouveau régime des terres du Canada.

- La répartition régionale des découvertes importantes d'hydrocarbures est la suivante:

| | |
|---|---|
| - les Grands bancs: | cinq de pétrole et une de gaz |
| - le plateau continental de la Nouvelle-Ecosse: | 14, surtout de gaz |
| - le plateau continental du Labrador: | cinq de gaz |
| - la mer de Beaufort/ le delta du Mackenzie: | 35 de pétrole et de gaz (19 sur terre, 16 au large) |
| - la vallée du Mackenzie/ partie continentale des territoires: | 20 de pétrole et de gaz |
| - les îles de l'Arctique: | 18 de pétrole et de gaz |
| - la zone offshore de l'Arctique oriental: | une de gaz |

- L'estimation des ressources des terres du Canada selon l'A.P.G.T.C. et la Commission géologique du Canada est actuellement la suivante:

| | Ressources découvertes | | Ressources ultimes | |
|---|---|---|---|---|
| | PÉTROLE | GAZ | PÉTROLE | GAZ |
| | ($10^6 m^3$) | ($10^9 m^3$) | ($10^6 m^3$) | ($10^6 m^3$) |
| Les Grands bancs | 206,6 | 62,3 | 1,653,4 | 750,6 |
| Le plateau continental de la Nouvelle-Ecosse | 14,3 | 113,3 | 286,1 | 651,5 |
| Le plateau continental du Labrador | 4,4 | 65,1 | 79,4 | 538,2 |
| Le golfe du Saint-Laurent | - | ,56 | 15,8 | 39,6 |
| La baie d'Hudson | - | - | 127,1 | 87,8 |
| L'Arctique oriental | - | 11,3 | 111,2 | 538,2 |
| Les terres continentales | 44,5 | 31,1 | 95,3 | 311,6 |
| La mer de Beaufort/ le delta du Mackenzie | 143,0 | 314,4 | 1,478,5 | 2,152,9 |
| Les îles de l'Arctique | 76,3 | 362,5 | 763,1 | 2,617,4 |
| La côte ouest | - | - | 47,6 | 266,2 |

## RETOMBEES CANADIENNES

- Le processus des retombées canadiennes a pour objectif d'optimaliser pour le Canada les avantages industriels, sociaux et économiques entraînés par les activités pétrolières. Les plans de retombées canadiennes présentés par les sociétés exploitantes doivent faire état des efforts déployés à cette fin. Les plans exposent les répercussions des activités sur les plans de l'industrie et de l'emploi et leurs effets socio-économiques.

- Les engagements pris par les entreprises à l'égard des retombées industrielles pour le Canada englobent celui de faire profiter pleinement et équitablement l'industrie canadienne des possibilités offertes. D'autres rétombées industrielles comprennent les initiatives de développement des fournisseurs, des travaux canadiens de recherche et de développement et des transferts de technologie et de connaissances relatives à l'exploitation.

- Les engagements pris en matière d'emplois sont axés sur les possibilités d'emplois offerts aux Canadiens qualifiés, sur le développement des compétences canadiennes par le moyen de programmes de formation et sur des mesures spéciales pour faciliter la participation de membres des groupes cibles.

- L'autre composante socio-économique des plans vise à déterminer les effets sur les collectivités régionales. Un élément important en est l'élaboration d'un plan efficace de consultation destiné à maximaliser l'échange d'informations entre l'exploitant, les collectivités touchées et les groupes d'intérêt.

### Les résultats

- On prévoit des dépenses directes de 8,8 milliards de dollars, selon les accords d'exploration annoncés et en cours de négociation. La part canadienne de ces dépenses devrait s'élever à quelque 60% du total ou environ 5,3 milliards de dollars. Des chiffres comparables ne sont pas disponibles pour la période antérieure à l'adoption de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada.

- La réalisation d'une part canadienne de 60% dans les dépenses d'exploration est attribuable principalement aux activités pétrolières et gazières traditionnelles sur terre. Ce niveau d'approvisionnement intérieur dépasse celui qui a été constaté aux étapes comparables de mise en valeur de la mer du Nord. Entre 1974 et 1979, l'achat de

services et de matériel dans les pays en question est passé de 40% à 70% pour le Royaume-Uni et de 28% à 60% pour la Norvège. L'approvisionnement canadien devrait s'accroître sensiblement au fur et à mesure que les activités de mise en valeur avancent, et offrent de nouvelles possibilités industrielles aux échelons national et régional.

- Les dépenses engagées et prévues (en millions de dollars) pour l'exploration dans les terres du Canada sont:

| ENGAGEES | | PREVUES | |
|---|---|---|---|
| 1981 | 1,078 | 1984 | 2,000 |
| 1982 | 1,423 | 1985 | 2,500 |
| 1983 | 1,926 | 1986 | 2,000 |

- En 1983, de la somme globale de 1,926 milliard de dollars consacrée à l'exploration dans les terres du Canada, une somme de 802 millions de dollars (41%) a été dépensée par rapport au Nord; 494 millions de dollars (26%) par rapport à Terre-Neuve et 630 millions de dollars (33 %) par rapport à la Nouvelle-Ecosse:
  - les chiffres relatifs à la part canadienne pour 1983 sont: dépenses totales de 1,14 milliard de dollars (59%); 587 millions de dollars (73%) pour le Nord; 247 millions de dollars (50%) pour Terre-Neuve; 328 millions (48%) par rapport à la Nouvelle-Ecosse;
  - les chiffres relatifs aux retombées regionales pour 1983 sont: le Nord - 80 millions de dollars (10%) sur $803 millions; Terre-Neuve - 99 millions de dollars sur $494 millions (20%); Nouvelle-Ecosse - 151 millions de dollars (24%) sur $630 millions.

- Le nombre des emplois découlant de l'activité d'exploration a atteint 6 900 en 1983. La main-d'oeuvre était canadienne dans une proportion de 89%. Des programmes de formation et d'autres initiatives devraient porter à 94% la proportion canadienne de la main-d'oeuvre globale d'ici 1986. On ne dispose pas de statistiques comparables relativement aux emplois liés aux activités pétrolières dans les terres du Canada avant l'adoption de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada.

La participation de sociétés canadiennes

- Un objectif secondaire lié à la gestion des terres par l'A.P.G.T.C. est la promotion de sociétés à participation canadienne ou sous contrôle canadien soit comme titulaires de droits, soit comme exploitants.

- En 1980, des sociétés canadiennnes détenaient 38% de tous les intérêts dans les activités pétrolières et gazières menées dans les terres du Canada; en 1983 ce chiffre avait atteint 62%.

- Avant l'adoption de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, peu de sociétés canadiennes menaient des programmes d'exploration dans les terres du Canada, sauf:

| | |
|---|---|
| - Canterra | Pan Canadian |
| - Petro-Canada | Paramount |
| - Dome | Panarctic |

- Depuis l'adoption de la Loi sur le pétrole et le gaz de Canada, par le moyen de prises d'intérêt et de changements de propriétaires ou d'exploitants, le nombre des sociétés canadiennes exploitantes s'est élevé sensiblement et comprend, à part celles sus-mentionnées:

| | |
|---|---|
| - Husky/Bow Valley | - Home Oil |
| - NSM | - Forward Resources |
| - Northcor | - ATS |

- La participation canadienne aux activités d'exploration dans les terres du Canada est encouragée principalement par le processus de prise d'intérêt; le Programme d'encouragement du secteur pétrolier y joue une rôle déterminant. Les revenus engendrés par ces prises d'intérêt seront plus visibles une fois que les accords arrivent à terme et que les sociétés canadiennes auront gagné leurs droits.

## LES GRANDS PROJETS DE MISE EN VALEUR

Norman Wells (T.N.O.)

- Une some supérieure à un milliard de dollars sera consacrée à l'accroissement de la production de Norman Wells et à l'amélioration des moyens de transports.

Venture (au large de la Nouvelle-Ecosse)

- La Mobil a présenté un énoncé des incidences environnementales et un énoncé des incidences socio-économiques à l'A.P.G.T.C. en avril 1983;

- un rapport sur le processus d'évaluation et d'examen de l'environnement a été présenté en décembre 1983;
- un rapport sur le processus d'examen socio-économique a été présenté en janvier 1984.

- La Mobil a présenté un plan de mise en valeur en janvier 1984:
  - la valeur globale du projet est estimée à 3 milliards de dollars (en dollars de 1982).
  - en attendant les résultats de forages de délimitation.

Hibernia (au large de Terre-Neuve)

- un éconcé des incidences environnementales est attendu en novembre 1984;
- un plan de mise en valeur est attendu en juin 1985.

**ENVIRONNEMENT**

Le rôle de l'A.P.G.T.C. dans la protection de l'environnement comporte trois volets:

- les pouvoirs de réglementation confiés à l'A.P.G.T.C. en vertu de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz et des règlements d'application lui permettent de réglementer et de faire respecter les conditions de délivrance des approbations précises et de contrôler étroitement l'exécution des activités ou des travaux approuvés. La loi et les règlements contiennent de nombreuses dispositions destinées à prévenir la pollution et des mesures de correction à prendre s'il y a pollution. De nouveaux règlements en cours de rédaction portant sur les travaux géophysiques, les ouvrages, les pipe-lines, la plongée et la production, vont accroître davantage la sécurité technique des activités pétrolières et gazières et vont réduire les risques pour l'environnement de ces activités.

- l'A.P.G.T.C. peut inclure dans un accord d'exploration des modalités qui prévoient explicitement des travaux additionnels par rapport à l'environnement ou des mesures de protection spéciales.

- l'A.P.G.T.C. administre le Fonds renouvelables pour l'étude de l'environnement (F.R.E.E.) en ce qui concerne les zones situées au sud de la ligne de démarcation administrative au

nom d'Energie, Mines et Ressources, en collaboration avec le Programme des affaires du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, qui l'administre pour les zones situées au nord de cette ligne. Les F.R.E.E. sont des sources de financement pour l'étude de questions environnementales et sociales directement liées aux activités pétrolières et gazières menées dans les terres du Canada.

- A ce jour, les F.R.E.E. ont lancé deux appels de propositions d'études. Des fonds ont été adjugés en deux temps pour financer un total de 32 études, pour une valeur globale de 4,03 millions de dollars.

- Les études subventionnées par les F.R.E.E. sont financées par le moyen de sommes perçues auprès des titulaires de droits pétroliers et gaziers dans les terres du Canada.

- Des comités mixtes du secteur industriel et du gouvernement déterminent des sujets prioritaires, élaborent des budgets convenables pour l'exécution des études nécessaires, recommandent aux ministres et à l'Office Canada Nouvelle-Ecosse du pétrole et du gaz offshore un programme et les sommes à percevoir, choisissent ensuite les groupes qui font les études, assurent le contrôle d'exécution et fournissent les conseils utiles.

## SECURITE

La réglementation de la sécurité des activités pétrolières et gazières est un rôle clé de l'A.P.G.T.C. Ce rôle est rempli avec l'aide d'autres organismes gouvernementaux -- notamment de la Garde côtière canadienne et du ministère de la Défense nationale (Recherche et Sauvetage) -- ainsi que par un processus permanent d'examen et de consultation avec le secteur industriel.

Des comités consultatifs gouvernement-industrie ont été mis sur pieds pour étudier les questions de la sécurité et l'hygiène offshore. Les examens effectués aboutissent souvent à de nouvelles lignes directrices sur la sécurité telles que celles transmises en décembre 1983 aux exploitants de la côte est; ces lignes directrices sont essentiellement des élaborations des règlements mis en place pour maximaliser la sécurité d'exploitation.

APPENDICE «ENR-7B»

## L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada

L'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (A.P.G.T.C.) administre, au nom du gouvernement fédéral, toutes les activités pétrolières et gazières menées dans les terres du Canada, qui comprennent le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et toutes les zones situées au large des côtes.

L'A.P.G.T.C. a été créée en 1981 par une entente conclue entre le Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et le Ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources. Selon l'entente, les fonctions relatives à l'administration du pétrole et du gaz des deux ministères ont été fusionnées. Tandis que chacun des ministères conserve certains domaines de responsabilité relatives au pétrole et au gaz, c'est l'A.P.G.T.C. qui est le principal point de contact avec l'industrie pétrolière et gazière en matière d'activités menées dans les terres du Canada.

L'A.P.G.T.C. relève du Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien en ce qui concerne les activités pétrolières et gazières menées dans les terres du Canada situées au nord de la ligne de démarcation administrative, à savoir au Yukon, dans les Territoires du Nord-Ouest et dans les zones situées au large de ces régions; elle relève du Ministre de l'Energie, des Mines et des ressources en ce qui concerne les terres du Canada situées au sud de cette ligne, à savoir les zones situées au large des côtes est et ouest, ainsi que la baie d'Hudson et le détroit d'Hudson.

L'A.P.G.T.C. reçoit son orientation politique du Comité de révision des politiques, qui comprend des hauts fonctionnaires des deux ministères. L'Administrateur de l'A.P.G.T.C. est le fonctionnaire désigné pour exercer un grand nombre des pouvoirs, responsabilités et fonctions délégués par les ministres en vertu de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, promulguée le 5 mars 1982, et de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz, de 1969 (modifiée).

L'Administrateur relève des Sous-ministres des deux ministères à la fois. L'A.P.G.T.C. se compose de six directions générales et de trois bureaux régionaux:

La Direction de la gestion des terres administre les droits d'exploration et de production et perçoit les redevances;

La Direction de l'evaluation des ressources donne des conseils sur le potentiel pétrolier et gazier des terres du Canada;

La Direction du génie délivre les approbations de programmes de travail et des approbations relatives au forage de puits;

La Direction de la protection de l'environnement veille à réduire au minimum les répercussions des activités pétrolières et gazières sur l'environnement, ainsi que les effets de l'environnement sur ces activités;

La Direction des retombées Canadiennes aide les sociétés à élaborer des plans pour assurer la participation canadienne aux activités pétrolières, sur une base concurrentielle, et contrôle l'exécution de ces plans.

La Division de l'analyse des politiques et la coordination veille à la coordination sur les plans interne et externe et répond de l'analyse, de l'élaboration, de l'interprétation et de la mise en oeuvre des politiques relatives aux activités pétrolières et gazières dans les terres du Canada.

Des bureaux régionaux situés à St. John's, à Halifax et à Yellowknife remplissent certaines fonctions sur le terrain, et fournissent des conseils a l'administration centrale.

L'A.P.G.T.C. fournit des services de gestion des ressources et de secrétariat à l'Office intérimaire Canada Nouvelle-Ecosse du pétrole et du gaz offshore, créé en vertu de l'Entente Canada Nouvelle-Ecosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large de côtes et sur le partage des recettes, signée le 2 mars 1982.

L'A.P.G.T.C. administre aussi le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement (FREE) pour les régions situées au sud de la ligne de démarcation administrative au nom d'E.M.R., en collaboration avec le Programme des affaires du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, qui l'administre pour les régions situées au nord de la ligne.

Les principaux mécanismes administratifs utilisés par l'A.P.G.T.C. sont l'accord d'exploration et le plan de mise en valeur. Un accord d'exploration confère au titulaire de droits le droit de faire des explorations pétrolières et gazières dans les terres du Canada concernées et engage le titulaire à exécuter un programme d'activités pendant la durée de l'accord. Lorsque l'exploration aboutit à une découverte commerciale, le titulaire de droits peut présenter un plan détaillé de mise en valeur, qui doit être approuvé avant le début des activités de production.

Depuis l'adoption de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada en 1982, un total de 162 accords d'exploration ont été négociés par l'entremise de l'A.P.G.T.C. Selon les prévisions, les dépenses directes engagées à la suite de ces accords et d'autres accords en cours de négociation vont atteindre 8,8 milliards de dollars. Les accords comprennent des engagements à forer un total de 201 puits dans les terres du Canada.

Division de l'analyse des politiques et de la coordination, A.P.G.T.C.
mai 1984

## APPENDICE «ENR-7C»

ENERGIE, MINES ET RESSOURCES
SECTEUR DES ECONOMIES D'ENERGIE ET DES SUBSTITUTS DU PETROLE

INFORMATION SOUMISE AU
COMITE PERMANENT DU SENAT
SUR L'ENERGIE ET LES RESSOURCES NATURELLES

LE 11 AVRIL 1984

## Programmes d'économies d'énergie et de substituts du pétrole

### ELECTRICITE

#### Entente d'indemnisation de Coleson Cove

Suite à une entente conclue au mois de décembre 1980, le Canada consent à indemniser la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick pour les pertes associées à l'annulation ou aux nouvelles négociations d'un contrat d'exportation avec un service public de l'Etat du Maine, au montant maximal de 25 millions de dollars par année déduisant tout revenu net provenant dudit contrat ainsi que des autres contrats de vente d'énergie électrique à partir des 267 MW supplémentaires du contrat initial.

#### Programme de remplacement du mazout dans les services publics

Une étude en trois étapes au sujet de la conversion du mazout au charbon de la centrale de 1 000 MW de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick à Coleson Cove a débuté en janvier 1981 au coût estimatif de 1 213 000 $ dont 75 % des coûts proviennent d'une subvention du gouvernement fédéral. L'étude, qui est financée dans le cadre du Programme de remplacement du mazout dans les services publics, est conçue de façon à considérer le coût et l'impact environnemental des stratégies de conversion par d'autres combustibles menant à un projet recommandé pour l'approbation de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick et du Ministère.

### CHARBON

#### Programme d'utilisation du charbon

Etabli en vertu des Initiatives spéciales pour les provinces de l'Atlantique du Programme énergétique national pour favoriser l'accroissement de l'utilisation du charbon par le biais de la commercialisation de nouvelles technologies menant à des applications plus efficaces et moins nocives pour l'environnement.

#### Entente Canada/Nouvelle-Ecosse sur le remplacement du pétrole et les économies d'énergie

Diminuer le coût de l'énergie en Nouvelle-Ecosse au moyen des économies d'énergie et du remplacement du pétrole par d'autres combustibles. Des fonds de l'ordre de 9 millions de dollars, administrés par un comité fédéral-provincial, servent à financer les projets.

## ENERGIES RENOUVELABLES

### Programme du chauffage solaire de l'eau domestique

Evalue la faisabilité du chauffage de l'eau chaude au Canada au moyen d'un financement par le gouvernement fédéral qui couvre entre 60 et 85 % du coût total de chaque système. Les systèmes doivent être contrôlés afin d'obtenir des renseignements en vue des progrès futurs.

### Programme de démonstration de l'énergie solaire

Met au point et démontre des technologies reliées à l'énergie solaire dans le but de les rentabiliser d'ici 1988.

### ENERDEMO-Canada

Met au point et démontre de nouvelles technologies qui exploitent des ressources énergétiques renouvelables, économisent l'énergie ou rendent son utilisation plus efficace. Vise à faire accepter des technologies potentiellement rentables par le marché et les consommateurs.

### Programme d'énergie renouvelable de l'industrie forestière (ERIF)

Accorde des stimulants financiers à l'industrie et à d'autres organisations pour utiliser la biomasse comme source d'énergie. Jusqu'à 20 % des coûts en capitaux admissibles sont acceptés, selon le délai de récupération et d'autres critères.

### Energies renouvelables - Recherche et développement

Appuie la recherche, le développement et la démonstration de nouvelles méthodes et de nouvelles technologies visant à remplacer des combustibles non renouvelables et des produits chimiques bruts par la biomasse forestière.

## TRANSPORT

### Programme de subvention pour les véhicules au propane

Programme de contributions qui offre des paiements pour la conversion de véhicules commerciaux et agricoles à des systèmes au propane à carburant unique ou pour l'achat de nouveaux véhicules au propane.

### Programme fédéral de véhicules au propane

Pourvoit des fonds pour la conversion ou l'achat de véhicules alimentés au propane appartenant au gouvernement fédéral; les données obtenues et les analyses servent à mesurer le rendement de ces véhicules.

Normes de consommation des véhicules automobiles

Programme volontaire gouvernement-industrie d'économie d'énergie dans les véhicules, qui établit des objectifs de consommation pour les nouveaux véhicules des fabricants et des importateurs. Le programme est administré par Transports Canada et EMR en oriente la politique.

Programme de véhicules au gaz naturel

Programme de contributions qui offre des paiements imposables de 500 $ pour aider les propriétaires à faire convertir leurs véhicules au gaz naturel comprimé et jusqu'à concurrence de 50 000 $ pour les postes de ravitaillement en gaz naturel dans le but de démontrer l'utilisation du gaz naturel comme carburant de transport.

Transport - Recherche et développement

Un programme national intégré de recherche et de développement en vue de résoudre les contraintes technologiques qui touchent les solutions de remplacement des carburants conventionnels. Le programme comprend 7 sous-programmes dont la gestion est déléguée à divers ministères fédéraux. Le programme est coordonné par EMR.

PROGRAMMES D'ENERGIE INDUSTRIELLE

Programme canadien de vérification du rendement énergétique

Aide les organisations industrielles et commerciales et les collectivités à réduire la demande d'énergie au moyen de subventions fédérales, de vérifications sur les lieux, de colloques et d'ateliers. Ce programme constitue le prolongement du Programme Energiebus.

Programme d'investissement dans les économies d'énergie dans les provinces de l'Atlantique (PIEEPA)

Offre des subventions imposables pour des projets d'économie d'énergie proposés par des entreprises industrielles, des commerces et des établissements privés afin d'accroître l'efficacité énergétique et d'accélérer les économies d'énergie dans les provinces de l'Atlantique.

PROGRAMME D'ATTESTATION A DES FINS FISCALES

Déduction pour amortissement accéléré (catégorie 34)

Offre des déductions accélérées afin d'encourager les commerces et les industries à installer des machines et de l'équipement qui économisent l'énergie, qui remplacent le pétrole et qui utilisent des énergies renouvelables.

Programme d'aide à la conversion dans l'industrie (PACI)

Encourage l'industrie, les entreprises et les collectivités à se convertir du mazout n° 6 au gaz naturel par gazoduc pour la production d'énergie dans les installations de chauffage et les chaudières industrielles. Offre des contributions de 50 % du coût des immobilisations de la conversion.

Energie industrielle - Recherche et développement

Encourage les industries canadiennes à entreprendre des recherches sur les méthodes d'économies d'énergie dans les industries, en offrant des subventions couvrant jusqu'à 50 % des coûts admissibles.

PROGRAMMES D'ENERGIE DOMICILIAIRE

Programme canadien de remplacement du pétrole (PCRP)

Le PCRP est un programme d'aide à la conversion et à l'économie d'énergie qui offre des contributions imposables pour couvrir le coût en capital de la conversion des systèmes de chauffage du mazout à d'autres sources d'énergie. En ce qui concerne les conversions au gaz naturel ou à l'électricité, les requérants bénéficient, par l'entremise de 40 services d'utilité, de conseils, d'aide et de vérifications de formules de demande. Les bureaux régionaux d'EMR jouent le même rôle pour les conversions au propane, aux sources d'énergie renouvelables (incluant principalement le bois) et au charbon ainsi que pour les subventions ayant pour but d'accroître l'économie d'énergie à l'Ile-du-Prince-Edouard, à Terre-Neuve, dans les territoires du Nord-Ouest et le Yukon.

Ener$age/Thermophone

Vise à améliorer l'efficacité énergétique dans les résidences canadiennes en fournissant des renseignements aux propriétaires au sujet des options énergétiques ainsi que des renseignements sur le Programme canadien de remplacement du pétrole, le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et l'auto-vérification informatisée.

Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes (PITRC)

Offre des subventions imposables aux chefs de ménage qui transforment leur logement afin d'en améliorer l'efficacité énergétique. Toutes les maisons construites avant 1977 sont admissibles à la subvention.

## PROGRAMMES FEDERAUX DE GESTION DE L'ENERGIE

### Programme interne de transformation des immeubles fédéraux

Offre des fonds à des établissements gouvernementaux pour des études d'ingénierie et des études financières de projets potentiels de transformations afin d'économiser de l'énergie.

### Programme de remplacement du mazout dans les immeubles fédéraux

Encourage les ministères fédéraux à se convertir du mazout à d'autres systèmes de chauffage en offrant des contributions financières pour des études d'ingénierie et de faisabilité pour des projets potentiels de conversion ainsi que pour les projets eux-mêmes.

## TECHNOLOGIE RELIEE A L'ENERGIE DANS LES BATIMENTS

### Démonstration de l'efficacité énergétique dans le domaine de l'habitation

Favorise l'adoption de techniques de construction à haute efficacité énergétique pour les nouvelles maisons dans le secteur domiciliaire au moyen de contributions aux constructeurs.

### Technologie reliée aux bâtiments - Recherche et développement

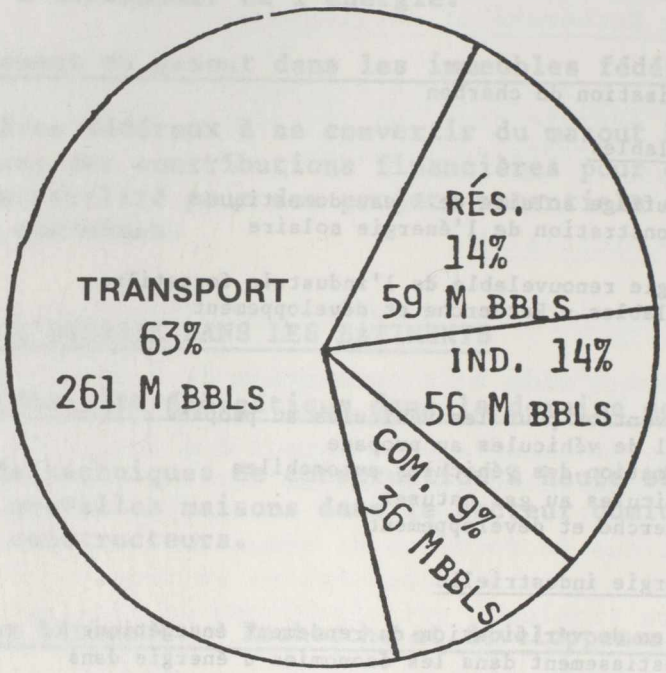
Offre des connaissances technologiques aux personnes qui oeuvrent dans le domaine de la conception, de la construction et de l'exploitation des bâtiments par la recherche en ingénierie en matière d'utilisation et d'économie de l'énergie dans les bâtiments.

## Programmes d'économies d'énergie et de substituts du pétrole
## Budgets 1984-1985

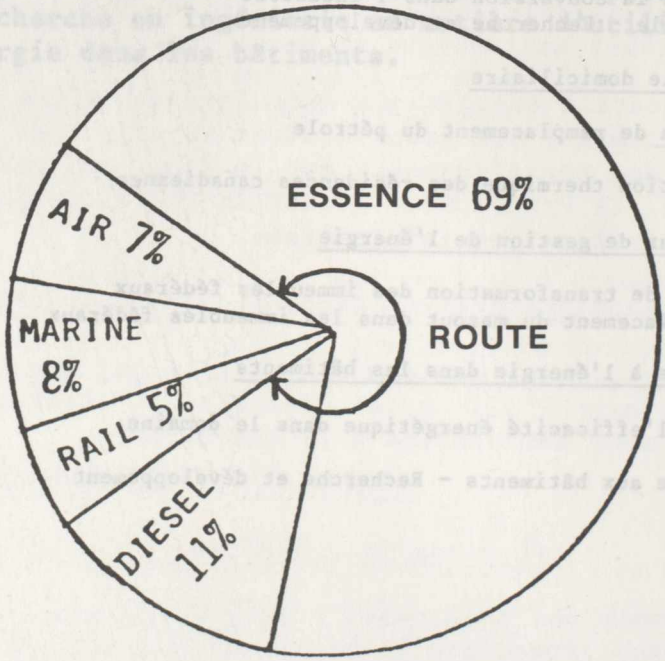
| | (000) $ |
|---|---|
| **Electricité** | |
| Entente d'indemnisation de Coleson Cove | 23 000 |
| Programme de remplacement du mazout dans les services publics | 366 |
| **Charbon** | |
| Programme d'utilisation du charbon | 45 878 |
| **Energies renouvelables** | |
| Programme du chauffage solaire de l'eau domestique | 363 |
| Programme de démonstration de l'énergie solaire | 9 600 |
| ENERDEMO-Canada | 13 423 |
| Programme d'énergie renouvelable de l'industrie forestière | 11 039 |
| Energies renouvelables - Recherche et développement | 6 822 |
| **Transport** | |
| Programme de subvention pour les véhicules au propane | 12 701 |
| Programme fédéral de véhicules au propane | 322 |
| Normes de consommation des véhicules automobiles | 472 |
| Programme de véhicules au gaz naturel | 9 215 |
| Transport - Recherche et développement | 5 052 |
| **Programmes d'énergie industrielle** | |
| Programme canadien de vérification du rendement énergétique | 9 275 |
| Programme d'investissement dans les économies d'énergie dans les provinces de l'Atlantique (PIEEPA) | 14 351 |
| Programme d'attestation à des fins fiscales | 128 |
| Programme d'aide à la conversion dans l'industrie | 6 898 |
| Energie industrielle - Recherche et développement | 6 946 |
| **Programme d'énergie domiciliaire** | |
| Programme canadien de remplacement du pétrole | 140 356 |
| Ener$age | 1 538 |
| Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes | 209 995 |
| **Programmes fédéraux de gestion de l'énergie** | |
| Programme interne de transformation des immeubles fédéraux | 33 763 |
| Programme de remplacement du mazout dans les immeubles fédéraux | 3 176 |
| **Technologie reliée à l'énergie dans les bâtiments** | |
| Démonstration de l'efficacité énergétique dans le domaine de l'habitation | 4 590 |
| Technologie reliée aux bâtiments - Recherche et développement | 1 105 |
| | 570 374 $ |

# CONSERVATION ET SUBSTITUTION SONT-ILS IMPORTANTS

## LES TRANSPORTS AU CANADA REPRÉSENTENT 63% DE LA DEMANDE SECONDAIRE EN PRODUITS PÉTROLIERS




## LES VÉHICULES ROUTIERS REPRÉSENTENT 80% DES TRANSPORTS



—*Energy Policy Analysis Sector:*
Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister.

*From the Department of Energy, Mines and Resources:*
Mr. Paul M. Tellier, Deputy Minister;
Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector.

—*Analyse de la politique énergétique:*
M. Len Good, sous-ministre adjoint.

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:*
M. Paul M. Tellier, sous-ministre;
M. Len Good, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique.

Canada Post Postage paid / Postes Canada Port payé
Book rate / Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the Canada Oil and Gas Lands Administration:*

Mr. Maurice E. Taschereau, Administrator;
Mr. Maurice Ruel, Director-General, Environmental Protection Branch;
Mr. Rowland H. Harrison, Director-General, Land Management Branch;
Mr. Don L. Sherwin, Director-General, Resource Evaluation Branch;
Mr. George Davies, Acting Director-General, Canada Benefits Branch.

*From the Department of Energy, Mines and Resources,—Energy Policy Analysis Sector:*

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister.

*From the Department of Energy, Mines and Resources,—Conservation and Non-Petroleum Sector:*

Dr. A. R. Hollbach, Assistant Deputy Minister, Conservation and Non-Petroleum Sector;
Mr. A. E. LeNeveu, Director General, Coal and Alternative Energy Branch;
Mr. Charles Marriott, Director General, Energy Conservation and Oil Substitution;
Mr. R. Schulte, Senior Policy and Operations Coordinator.

*De l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada:*

M. Maurice E. Taschereau, administrateur;
M. Maurice Ruel, directeur général, Protection de l'environnement;
M. Rowland H. Harrison, directeur général, Gestion des terres;
M. Don L. Sherwin, directeur général, Évaluation des ressources;
M. George Davies, directeur général intérimaire, Retombées canadiennes.

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources,—Analyse de la politique énergétique:*

M. Len Good, sous-ministre adjoint.

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources—Économies d'énergie et substituts du pétrole:*

M. A. R. Hollbach, sous-ministre adjoint, Économies d'énergie et substituts du pétrole;
M. A. E. LeNeveu, directeur général, Direction du charbon et des énergies de remplacement;
M. Charles Marriott, directeur général, Économies d'énergie et substituts du pétrole;
M. R. Schulte, coordonnateur principal des politiques et des opérations.

(*Continued on the previous page*)

(*Suite à la page précédente*)

**Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

**En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# Energy and Natural Resources

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Wednesday, May 16, 1984

Le mercredi 16 mai 1984

**Issue No. 8**

**Fascicule nº 8**

**Seventh Proceedings on:**

**Septième fascicule concernant:**

The National Energy Program

Le Programme énergétique national

WITNESSES:
(See back cover)

TÉMOINS:
(Voir à l'endos)

36804—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 23, 1984:

"With leave of the Senate,

The Honourable Senator Hastings moved, seconded by the Honourable Senator Lucier:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada for the purposes of this review; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the above-mentioned purpose.

After debate, and—

The question being put on the motion, it was—

Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 23 février 1984:

«Avec la permission du Sénat,

L'honorable sénateur Hastings propose, appuyé par l'honorable sénateur Lucier,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada pour les besoins de son enquête; et

Que le Comité soit autorisé à retenir les services du personnel technique, de bureau et autre dont il peut avoir besoin pour les fins susmentionnées.

Après débat,

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*

Charles A. Lussier

*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MAY 16, 1984
(13)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:05 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Hastings, Kelly, Le Moyne, Lucier and Thériault. (6)

*Present but not of the Committee:* The Honourable Senator Kirby.

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Dean N. Clay, Chief; Lynne C. Myers, Research Officer; and Philip DeMont, Research Assistant—ALSO: Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

*Witnesses:*

*From the Department of Energy, Mines and Resources—Petroleum Incentives Administration:*

Mr. C. G. Penney, Administrator;

Mr. H. Lazar, Deputy Administrator, Policy, Rulings and Special Cases;

Mr. R. Smith, Assistant Director General, Policy and Precedents.

*—Energy Policy Analysis Sector:*

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister.

The Committee resumed consideration of its review of all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada, as authorized by the Senate on February 23, 1984.

RC840516-01 On motion of the Honourable Senator Kelly, it was agreed,—That the brief submitted to the Committee by the Petroleum Incentives Administration be appended to this day's proceedings (*See Appendix "ENR-8A"*).

The witnesses made a statement and answered questions.

At 5:52 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 16 MAI 1984
(13)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 05 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Hastings, Kelly, Le Moyne, Lucier et Thériault. (6)

*Présent mais ne faisant pas partie du Comité:* L'honorable sénateur Kirby.

*Aussi présents: De la Bibliothèque du Parlement, Service de recherche, Division des sciences et de la technologie:* M. Dean N. Clay, chef; M^me^ Lynne C. Myers, attachée de recherche; et M. Philip DeMont, adjoint à la recherche—ÉGALEMENT: M. Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité.

*Témoins:*

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources—Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier:*

M. C. G. Penney, administrateur;

M. H. Lazar, administrateur adjoint, Politiques, décisions et cas spéciaux;

M. R. Smith, directeur général adjoint, Politiques et décisions.

*—Analyse de la politique énergétique:*

M. Len Good, sous-ministre adjoint.

Le Comité reprend l'examen de tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada, comme l'y a autorisé le Sénat le 23 février 1984.

RC840516-01 Sur motion de l'honorable sénateur Kelly, il est convenu d'annexer le mémoire présenté au Comité par l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier aux délibérations de ce jour (*voir Appendice «ENR-8A»*).

Les témoins font un exposé et répondent ensuite aux questions.

A 17 h 52, le Comité suspend ses travaux jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*
Timothy Ross Wilson
*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Wednesday, May 16, 1984

[*Texte*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4 p.m. to review all aspects of the National Energy Program, including its effects on energy development in Canada.

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, today we are continuing our examination of the National Energy Program and we have with us representatives from the Petroleum Incentives Administration which is charged with the administration of probably one of the most important elements of the National Energy Program dedicated towards the objective of Canadianization, that is, the Petroleum Incentives Program. We have with us Mr. C. G. Penney, Administrator, Mr. H. Lazar, Deputy Administrator; and Mr. Robert Smith, Assistant Director General. Mr. Penney will make an opening statement and then be prepared to answer questions from honourable senators.

**Mr. C. G. Penney, Administrator, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources:** Mr. Chairman, honourable senators, it is indeed a pleasure to be here before you today. It is approximately two years since the Petroleum Incentives Administration was formed, and in that time it has gotten itself up and running both by issuing Canadian ownership and control certificates and petroleum incentives cheques. Of course, the latter is the more prominent of the two and certainly the part of our administration that has drawn the most comment.

I do not have anything of material substance to add to the written statement that I have presented to your committee. With your concurrence, Mr. Chairman, I would suggest that we can get right into the questions. My staff and I, will do our best to respond to any questions you may have.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Penney. Honourable senators have the brief presented by the administration. May I have a motion to append the statement?

**Senator Kelly:** I so move.

**The Chairman:** Is it agreed, honourable senators?

**Hon. Senators:** Agreed.

(*For brief see Appendix.*)

**The Chairman:** Mr. Penney, perhaps I can open the questions by referring to the report of the Auditor General, which was tabled in December 1983 before the House of Commons, where he made some remarks with respect to your administration. I refer, in general, to his comment that although an attempt to develop a frameowrk for monitoring the program's impacts and effects was undertaken at one point, it has not been pursued. Later on he said that an assessment of long-term program effects and impacts is needed. On this issue he listed six areas where he felt it was needed.

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mercredi 16 mai 1984

[*Traduction*]

Le Comité permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 heures pour examiner tous les aspects du Programme énergétique national, y compris ses répercussions sur l'exploitation de l'énergie au Canada.

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, nous poursuivons aujourd'hui notre étude du Programme énergétique national; nous accueillons des représentants de l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, qui est chargée de l'administration d'un des éléments probablement les plus importants du Programme énergétique national, soit le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) dont l'objectif est la canadianisation. Nous entendrons donc M. C. G. Penney, administrateur; M. H. Lazar, administrateur adjoint; et M. Robert Smith, directeur général adjoint. M. Penney présentera un bref exposé avant de répondre à vos questions.

**M. C. G. Penney, administrateur, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Monsieur le président, honorables sénateurs, je suis très heureux de m'adresser à vous cet après-midi. Mis sur pied il y a environ deux ans, l'administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier a établi un système dans le cadre duquel elle délivre des certificats de participation canadienne et de l'état de contrôle, outre qu'elle émet les chèques pour les subventions d'encouragement. Évidemment, c'est ce dernier aspect qui est le plus important et qui a suscité de plus de commentaires.

Je n'ai rien d'important à ajouter pour compléter le mémoire que j'ai présenté à votre Comité. Si vous me le permettez, monsieur le président, j'aimerais proposer de passer immédiatement aux questions; mes collègues et moi ferons de notre mieux pour y répondre.

**Le président:** Merci beaucoup, Monsieur Penney. Les sénateurs ont en main le mémoire que l'Administration nous a présenté. J'aimerais que le mémoire de l'Administration soit annexé aux délibérations. Puis-je avoir une motion à cet effet?

**Le sénateur Kelly:** J'en fais la proposition.

**Le président:** Tout le monde est d'accord?

**Des voix:** D'accord.

(*Pour le texte du mémoire, voir Appendice.*)

**Le président:** Monsieur Penney, j'aimerais ouvrir la période des questions en parlant du rapport que le Vérificateur général a déposé à la Chambre des communes en décembre 1983 et dans lequel il faisait quelques commentaires sur votre Administration. Il y dit, entre autres choses, que même si à un certain moment on a tenté de mettre au point un cadre pour la surveillance des répercussion et des effets des programmes, on n'y a pas effectivement donné suite. Il ajoute un peu plus loin qu'une évaluation des effets et des répercussions à long terme du programme s'impose, et donne insuite six secteurs qui pourraient être visés par cette évaluation.

[*Text*]

My first question to you is: Why was the original program of monitoring not pursued?

**Mr. Penney:** Mr. Chairman, the time of the visit of the Auditor General's staff was roughly from the months of November 1982 through to March 1983. As you will see in the material that I have tabled with the committee, our legislation came into force on the Petroleum Incentives Program side at the end of June 1982 and in the case of the Canadian ownership and Control Determination Act in September 1982.

Much of the activity that took place from those dates through to the termination of the Auditor General's review involved simply getting the program up and running. It was a very active period of putting to the test the program design that had taken a couple of years to put together.

The monitoring aspect had been provided for in the initial design in a very sketchy fashion. We quickly realized that it would take far more detailed analysis and monitoring to determine the impacts of the program. That was simply laid aside in the early rush of events to make sure that we were up and running in a timely fashion.

We did, however, at the time of the audit, review with the Auditor General's staff a fairly detailed work program that was being launched as his review was being completed. Since then, we have substantially increased that work program and are participating, along with other sectors within the department, in an overall review and update of the program on the energy side of the department.

Therefore, I do not think too much should be read into the statements that were issued in the Auditor General's report. We have responded to him on those points, and he is well aware of the progress that we are making to date. It does not denote a lack of consciousness on our part. Such a review is very much needed.

**The Chairman:** The review you are referring to that is needed and is under way will not be completed until 1986, if we understand what Mr. Taschereau said yesterday.

**Mr. Penney:** The initial program evaluation was scheduled to be completed in 1986. We had taken the Auditor General's advice and moved up the completion date to 1985 as a more timely completion date.

In addition to that, there is an ongoing review within EMR that is meant to, for instance, have options available for a new minister or a new government at any time should political events change in the meantime.

**The Chairman:** By 1986 you will have spent approximately $5 billion to $10 billion. Will it not be a little late to have an evaluation then?

**Mr. Penney:** The Petroleum Incentives Program was not expected to be a quick starter in terms of results. If one takes a look at the overall National Energy Program, one will see that there are components, many of which you have already had the opportunity of reviewing, intended to have an early impact.

[*Traduction*]

Ma première question est la suivante: Pourquoi le programme de surveillance original n'a-t-il pas été poursuivi?

**M. Penney:** Monsieur le président, le personnel du Bureau du Vérificateur général nous a rendu visite entre novembre 1982 et mars 1983. Comme on le précise dans le mémoire que je vous ai présenté, la Loi sur le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) est entrée en vigueur en juin 1982, et la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens (DPCC) en septembre 1982.

Une bonne partie des activités qui se sont déroulées entre le moment où ces lois ont été adoptées et celui où le Vérificateur général a terminé ses travaux portait simplement sur l'établissement et la mise en œuvre du Programme. C'est pendant cette période que nous avons mis à l'essai un programme qui était le fruit de deux années de travail.

Le programme initial comportait certaines mesures sommaires au chapitre de la surveilance. Nous avons rapidement constaté qu'il faudrait une analyse et une surveillance beaucoup plus détaillées pour déterminer les répercussions du programme. Nous avons simplement du surseoir à l'étude de la question puisqu'il fallait s'assurer de respecter les délais qui nous avaient été impartis.

A la fin de la période de vérification, nous avons toutefois étudié avec le personnel du Bureau du Vérificateur général un programme de travail assez détaillé qui avait été mis en œuvre vers la fin de la période de vérification. Depuis, nous avons su étendre considérablement ce programme de travail et participons, avec d'autres secteurs du Minisitère, à un programme de mise à jour et de révision globale, du programme, en fonction des questions énergétiques.

Je ne crois donc pas qu'il faille accorder une trop grande importance aux commentaires présentés dans le rapport du Vérificateur général. Nous avons répondu à ces commentaires, et le Vérificateur est au courant des progrès que nous effectuons. Je tiens à vous assurer que nous sommes conscients du bien fondé d'une telle étude.

**Le président:** Cette évaluation qui s'impose et qui est en cours ne sera pas terminée avant 1986, d'après ce que M. Taschereau a dit hier.

**M. Penney:** Le programme d'évaluation initial devait être terminé en 1986. Nous avons suivi le conseil du Vérificateur général et avons décidé de le réaliser en 1985.

De plus, il existe un processus de révision au sein du EMR constant qui vise notamment à permettre la présentation de nouvelles orientations à un nouveau ministre ou à un nouveau gouvernement, si la situation politique changeait avant que l'évaluation soit terminée.

**Le président:** D'ici 1986, vous aurez dépensé entre 5 et 10 milliards de dollars. Ne sera-t-il pas alors un peu trop tard pour procéder à une évaluation?

**M. Penney:** On ne s'attendait pas à ce que le Programme d'encouragement du secteur pétrolier donne des résultats immédiats. Si l'on étudie l'ensemble du Programme énergétique national, on constate qu'il comporte divers éléments, bon nombre desquels vous avez déjà eu l'occasion d'étudier. Certai-

[*Text*]

Some of the more immediate impacts come from the conservation side, administered by Mr. Hollbach.

In the case of incentive to explore and develop, particularly in the frontier areas, this was expected is going to take the better part of the current decade so that, short of finding massive quantities of oil in the very first few holes, it would be difficult, and probably premature, to attach extreme importance to a first-year or a second-year review of the programs.

We certainly have some encouraging trends in terms of the degree of activity that is taking place, both on the provincial lands and on the Canada lands, and I am speaking of the trends in terms of the increased number of Canadian participants in these plays, and, as Mr. Taschereau mentioned yesterday morning, the number of Canadian operators that are in position and functioning on these plays. I think these are early indicators of some success in the program. The real success, however, is going to be in terms of finding natural resources in the major frontier areas. That will take a lot more activity, yes.

**The Chairman:** As well as production?

**Mr. Penney:** And production, yes.

**The Chairman:** The Auditor General also noted that you had recognized the problem and that you had undertaken a limited evaluation on an interim basis, I believe by the end of 1982. Has that limited evaluation been done?

**Mr. Penney:** That was the working program that I tabled with the Auditor General's staff towards the tail-end of his review. That limited evaluation has since grown into a somewhat larger work project and has been referred to by our deputy minister and by Dr. Good in previous testimony before you. It is part of the look at the whole of the energy program in anticipation of changes, perhaps in the second round of exploration agreements, and policy options for a new minister and/or a new government.

**The Chairman:** You keep talking about a new minister.

**Mr. Penney:** A possible new minister, sir.

**The Chairman:** Could that limited evaluation be made available to the committee?

**Mr. Penney:** I do not think it is in a state such that it would be of sufficient use to you at the moment. It is part of a larger program. Perhaps Dr. Good might respond to your request.

**Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister, Energy Policy Analysis Sector, Department of Energy, Mines and Resources:** That is right, Mr. Chairman. There are two studies that are going on. As Mr. Tellier mentioned, the results of one of them will not be ready until mid-1985. As Mr. Penney mentioned, other work is going on as well, which is really a preparation of policy options for a new minister or a new government. That is obviously internal and could be made public only later, at the discretion of the minister.

[*Traduction*]

nes des répercussions plus immédiates se produisent dans le secteur de M. Hollbach, soit celui de la conservation.

L'encouragement donné à la prospection et à l'exploitation, particulièrement dans les régions inexploitées, aura cours pendant la plus grande partie de la décennie actuelle, de sorte que à moins qu'on ne découvre des quantités considérables de pétrole dans les premiers puits, il serait fort difficile, et sous doute prématuré d'attacher une très grande importance à la révision du programme appliqué au cours de la première ou de la deuxième année.

Il existe certainement des tendances encourageantes au chapitre des activités qui se déroulent sur les terres provinciales et sur les terres du Canada; je fais ici allusion au nombre accru des participants canadiens. Comme l'a mentionné M. Taschereau hier matin, il y a eu une augmentation du nombre d'exploitants canadiens dans ce secteur. Je crois que ces facteurs indiquent dans une certaine mesure le degré de succès du programme. Toutefois, le vrai succès se manifestera sous la forme de découvertes de ressources naturelles dans les régions inexploitées, ce qui demandera toutefois une intensification des efforts déployés en ce sens.

**Le président:** N'oublions pas la production.

**M. Penney:** C'est vrai.

**Le président:** Le Vérificateur général a également fait remarquer que vous aviez reconnu le problème et que vous aviez entrepris une évaluation limitée, sur une base provisoire, dont les résultats devraient être connus vers la fin de 1982. Cette évaluation provisoire est-elle terminée?

**M. Penney:** Il s'agit du programme de travail que j'ai présenté aux représentants du Bureau du Vérificateur général vers la fin de leur étude. Cette évaluation limitée est depuis devenue un projet de travail plus important; d'ailleurs, notre sous-ministre et M. Good en ont fait mention lorsqu'ils ont comparu devant vous. Cela fait partie de l'étude qui est faite du programme énergétique global en prévision de changements, peut-être au cours de la deuxième étape des accords de prospection, et d'options à présenter à tout nouveau ministre ou gouvernement.

**Le président:** Vous parlez souvent d'un nouveau ministre.

**M. Penney:** Je parle de la possibilité d'avoir un nouveau ministre.

**Le président:** Le Comité pourrait-il recevoir des exemplaires de cette évaluation limitée?

**M. Penney:** Sous sa forme actuelle, je ne crois pas qu'elle vous erait utile. Ce document fait partie d'un programme plus général. M. Good pourrait peut-être répondre à votre question.

**M. Len Good, sous-ministre adjoint, Secteur de l'analyse de la politique énergétique, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** C'est exact, monsieur le président. Deux études sont actuellement en cours. Comme l'a dit M. Tellier, les résultats d'une d'entre elles ne seront disponibles qu'au milieu de 1985. Comme l'a précisé M. Penney, l'autre étude est également en cours, et représente de fait une préparation d'options politiques pour un nouveau ministre ou un nouveau gouverne-

[*Text*]

**The Chairman:** Dr. Good, I am not referring to the policy evaluation. I am referring to the limited evaluation which Mr. Penney indicated was completed in 1983 and was submitted to the Auditor General. Could we have that?

**Mr. Penney:** That, Mr. Chairman, was simply an outline of the program leading up to these policy options and the introduction into the program evaluation that is going to be completed next year. It is an outline only.

**The Chairman:** I think it would be of value to us.

**Mr. Penney:** Yes, I certainly see no problem in tabling that for you.

**Senator Lucier:** Mr. Penney, on page 3 of your submission you speak of the role of the Petroleum Incentives Administration. You say there that one of your roles is reviewing applications for Canadian ownership and control status certificates and the issuing of those certificates. On page 5 it is stated that you make every effort to ensure that the applications are processed accurately and on a timely basis to expedite incentive payments, and so on.

Could you indicate the sort of time frame involved in the receipt of requests for certificates? How long does it take to process them?

**Mr. Penney:** The vast majority of applications for certificates are processed within a 90-day period, which is the period load out in the legislation. On the incentive side, we are aiming for—and I must admit that we have had mixed success in this regard at the moment—a 30-working-day turn-around from the time of the receipt of the application to the issuance of the incentive cheque.

There are exceptions in both categories. On the applications for certificates we frequently find, unfortunately, that the information supplied to us begs additional questions. This may drag the process out a little bit. We have attempted, particularly in the early stages—the first round of certificates, and we are going through the first round of renewals right now—to try to expedite the process by sending our officers out to the applicant and having them sit down with senior members of that applicant company to explain what is required. We have conducted a couple of seminars in various cities across the country in order to explain the process and improve the quality of the applications coming to us. This has been dealt with in the application process.

**Senator Lucier:** Are you receiving many complaints with respect to the time frame?

**Mr. Penney:** Not as many on the time frame as on the complexity of the application process. As I suppose I am fond of saying to people in the industry, the complexity of the application process is simply a mirror of the complexity of the industry. Quite frankly, I am somewhat astonished to find that, respecting even the smaller organizations within the industry, there is an extremely complex organizational structure behind them, *inter-holdings as between groups of entrepreneurs* and

[*Traduction*]

ment. Il s'agit évidemment d'une étude interne qui ne pourrait être rendue publique que si le ministre le voulait bien.

**Le président:** Monsieur Good, je ne parle pas de l'évaluation des politiques. Je parle de l'évaluation limitée qui, selon M. Penney, a été terminée en 1983 et présentée au Vérificateur général. Pourrions-nous en avoir un exemplaire?

**M. Penney:** Il s'agissait simplement, monsieur le président, d'un aperçu du programme dans le cadre duquel seront formulées ces options politiques et d'une introduction à l'évaluation du programme, qui sera terminée l'an prochain. Il ne s'agit que d'un aperçu.

**Le président:** Je crois que ce document nous serait utile.

**M. Penney:** Nous vous le ferons parvenir.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur Penney, é la page 3 de votre mémoire, vous parlez du rôle de l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier. Vous dites qu'un de vos rôles est d'examiner des demandes de certificats de participation canadienne et de l'état de contrôle et la délivrance de ces certificats. A la page 5, vous dites que vous faites tous les efforts nécessaires pour garantir que les demandes seront traitées convenablement et en temps opportun, afin d'accélérer le paiement des subventions, et ainsi de suite.

Pouvez-vous nous dire combien il faut de temps pour étudier ces demandes?

**M. Penney:** Il faut 90 jours, la période prévue dans la Loi, pour traiter la majorité des demandes de certificats. Pour ce qui est des encouragements, nous essayons avec plus ou moins de succès, je dois le reconnaître, de préparer et d'envoyer le chèque dans les 30 jours ouvrables qui suivent la réception de la demande.

Il y a des exceptions dans les deux cas. Il arrive souvent, malheureusement, que les renseignements présentés dans les demandes de certificats ne sont pas suffisamment précis. Cela peut entraîner des retards. Nous essayons, particulièrement au début, à la première étape de la préparation des certificats, et nous en sommes maintenant à la première période de renouvellement, d'accélérer le processus en envoyant nos représentants rencontrer le requérant pour discuter avec lui de la façon de procéder. Nous avons organisé quelques ateliers dans diverses villes du pays afin d'expliquer le processus et d'améliorer la qualité des demandes.

**Le sénateur Lucier:** Est-ce que vous recevez parfois des plaintes en raison des délais?

**M. Penney:** Les plaintes ne portent pas sur les délais mais surtout sur la complexité du processus. Comme je le dis souvent aux industries, la complexité du processus de demande reflète simplement la complexité de l'industrie. Bien honnêtement, je suis surpris de constater qu'il existe, chez les plus petites sociétés de l'industrie, une structure multipartite très complexe analogue à celle qu'on retrouve chez des groupes d'entrepreneurs, de sorte qu'il faut un certain temps et certains

[*Text*]

so on, so it takes some time and effort to acquire the facts needed to make the necessary legal determinations.

**Senator Lucier:** In your statement you have also pointed out that another function of the PIA is to review applications for incentive payments under the PIP act and to approve the payments. How many people come to you for applications? What is the rough percentage of the approval of those applications to date?

**Mr. Penney:** I know of no application on which we paid nothing except for one rather small one, where the applicant was not qualified. It is difficult to generalize, senator. I suppose that, to give you an idea of the percentage, the vast majority of our applications go through with relatively modest adjustment. I am speaking in terms of anywhere from one to 3 per cent on the incentive itself. We do run across significant areas of differences of interpretation, or perhaps a lack of understanding of the legislation and regulations. These tend to be in borderline areas of eligibility as Canadian exploration expense. Whether it be related to capital as opposed to exploration expense, one area that gives me a fair amount of difficulty in terms of dealing with individual applications is the overhead aspect, or how much corporate overhead should find its way into Canadian exploration expense. This has traditionally been a difficult area, even under the Income Tax Act, after which we are modelled. That, then, tends to drag down the average of percentage.

To give you an overall percentage, however, Mr. Lazar tells me that it is somewhat in excess of 90 per cent.

**Senator Lucier:** The role of the PIA also includes issuing advance rulings under both the COCD and the PIP programs when requested by industry. Have you been receiving any requests by industry for advance rulings?

**Mr. Penney:** Yes, we have. That is under the aegis of Mr. Lazar. Perhaps I will call upon him to respond to that question.

**Mr. H. Lazar, Deputy Administrator, Policy, Rulings and Special Cases, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources:** A rough estimate would be approximately 40 a year. They are fairly extensive rulings based on detailed requests from the corporate lawyers involved.

**Senator Lucier:** So there is a considerable amount of interest in the advance ruling process.

**Mr. Lazar:** From the corporate point of view they usually want to be certain before they go ahead with their activities that, in fact, their expenditures will qualify for an incentive payment. So in the process, corporations will then explain their proposal, how they plan to carry it out, and will ask us to confirm some of their views.

**Senator Lucier:** Could you say that it also speeds up the process, because they could ask you this year about next year.

**Mr. Lazar:** That is correct.

[*Traduction*]

efforts pour obtenir les données requises pour dégager les implications légales du processus.

**Le sénateur Lucier:** Vous dites également dans votre mémoire qu'une autre des tâches de l'AMESP est d'examiner des demandes de subvention faites en vertu de la Loi sur le PESP et l'approbation des paiements. Combien de demandes recevez-vous? Quel est le pourcentage, jusqu'à présent, des demandes qui ont été approuvées?

**M. Penney:** A ma connaissance, il n'existe qu'une demande qui ait été complètement rejetée; il s'agissait d'une petite demande, et le requérant ne respectait pas les exigences prévues. Il est difficile de généraliser, sénateur. Je suppose que, pour vous donner une idée du pourcentage, je pourrais dire que la grande majorité de nos demandes sont acceptées sous réserve d'un petit rajustement. Je parle d'un rajustement de 1 à 3 p. cent au chapitre de l'encouragement. Il existe parfois des différences importantes au niveau de l'interprétation, ou peut-être un manque de compréhension de la loi et des règlements afférents, différences qui concernent habituellement la partie admissible des dépenses de prospection au Canada. Que cela vise les dépenses en capital ou les dépenses de prospection, le secteur que je trouve difficile, quand on pense aux demandes individuelles, est celui des frais généraux ou la partie de frais généraux qui peut être considérée comme dépense de prospection. Cela a toujours été un secteur difficile, même aux termes de la Loi de l'impôt sur le revenu qui nous a servi d'exemple lors de la rédaction de nos règlements. Cela fait baisser un peu le pourcentage.

M. Lazar me signale que le pourcentage global dépasserait un peu 90 p. cent.

**Le sénateur Lucier:** L'AMESP est également chargée de rendre des décisions en vertu tant du Programme de DPCC que du PESP, lorsque l'industrie en fait la requête. Avez-vous reçu des demandes de l'industrie à cet égard?

**M. Penney:** Oui. Puisque cette question relève de M. Lazar, je lui demanderai d'y répondre.

**M. H. Lazar, administrateur adjoint, Politiques, décisions et cas spéciaux, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Nous recevons environ quarante demandes en ce sens chaque année. Il s'agit de décisions générales fondées sur des demandes détaillées provenant d'avocats représentant les sociétés.

**Le sénateur Lucier:** Le processus de décision anticipée suscite donc pas mal d'intérêt.

**M. Lazar:** Les sociétés veulent généralement être certaines, avant d'entreprendre leurs activités, que leurs dépenses seront admissibles aux fins du programme d'encouragement. Ainsi, les entreprises expliquent leur projet et les méthodes envisagées, et nous devrons confirmer certaines de leurs positions.

**Le sénateur Lucier:** Croyez-vous que cela accélère le processus? Après tout, elles peuvent vous poser des questions, cette année, sur un programme qu'elles mettront en œuvre l'an prochain.

**M. Lazar:** C'est exact.

[*Text*]

**The Chairman:** How many field offices do you have for the processing?

**Mr. Penney:** For the processing of certificates we have only two offices. The larger one is in Ottawa, and there is also an office in Calgary that processes applications for both certificates and incentive payments.

**The Chairman:** How many personnel are employed in Calgary?

**Mr. Penney:** At the moment we have approximately 70 people in Calgary.

**Senator Thériault:** Mr. Penney, I am curious about an answer that you gave regarding your evaluation process. I understood you to say that you had a re-evaluation process going on in case there was a new minister or a new government. I must admit that I was struck by that. We know there is going to be an election and that there could be a new minister at any time. But I always thought it was not the function of public servants to do that until they were told to do so by the minister, whether he was new or old. Were you asked by the present minister to have that evaluation process done—in case there was a new minister or a new government?

**Mr. Penney:** I could almost plead my newness to the Public Service on this one, but perhaps I shall avoid that. Essentially, as with any fair-sized organization, it is incumbent upon us to anticipate the needs of a new minister or a new boss; if the degree of certainty that I guess we presently have is present, then obviously one starts well ahead of time in order to be ready for the introduction of a new minister.

**Senator Thériault:** Are you telling me that you are in the process of doing something, and that, if there was no change in the minister, the present minister would not know about it six months from now?

**Mr. Penney:** I would not put it quite that way. I think the ongoing process of review of programs is such that that process might be called upon by a new minister within the next six months, certainly, and obviously we would be charged with the responsibility of being ready for that call. I think the process that we are going through right now has probably anticipated that by a couple of months.

**Senator Thériault:** We know that there has to be an election after five years, according to the Constitution. We also know that it has been known for governements to be returned. That is not unusual in this country. We also know that there is the possibility that the same minister could be there. Nothing that you have said has led me to believe that if the same minister is there he will find out what you are doing.

**Senator Kirby:** Mr. Chairman, perhaps I could respond to Senator Thériault's question.

**The Chairman:** But I believe the question was not asked of you, senator.

[*Traduction*]

**Le président:** Combien de bureaux régionaux se chargent du traitement de ces demandes?

**M. Penney:** Nous n'avons que deux bureaux qui s'occupent du traitement des certificats. Le bureau principal est à Ottawa; il y a également un bureau à Calgary où l'on s'occupe à la fois des demandes de certificats et de subventions d'encouragement.

**Le président:** Combien avez-vous d'employés à Calgary?

**M. Penney:** Nous en avons actuellement soixante-dix à Calgary.

**Le sénateur Thériault:** Monsieur Penney, votre réponse au sujet de votre processus d'évaluation m'intrigue. Si j'ai bien compris, vous avez dit que vous appliquiez actuellement un processus de réévaluation au cas où il y aurait un nouveau ministre ou un nouveau gouvernement. Je dois admettre que cette réponse m'a frappé. Nous savons qu'une élection aura lieu et qu'un nouveau ministre pourrait être nommé à tout moment. Mais j'ai toujours pensé que ce n'était pas le rôle des fonctionnaires d'appliquer ce processus avant d'y avoir été autorisés par le ministère, que celui-ci vienne d'entrer en fonction ou non. Le ministre actuel vous a-t-il demandé d'appliquer ce processus d'évaluation—advenant qu'un nouveau ministre soit nommé ou qu'un nouveau gouvernement?

**M. Penney:** Je pourrais presque prétexter que je viens d'arriver à la Fonction publique, mais je m'en abstiendrai. Essentiellement, comme dans toute organisation de taille assez importante, il nous incombe de prévoir les besoins d'un nouveau ministre ou d'un nouveau patron, et comme nos prévisions sont assez justes, à mon avis, il faut évidemment commencer à se préparer bien à l'avance afin d'être prêt à accueillir un nouveau ministre.

**Le sénateur Thériault:** Êtes-vous en train de me dire que vous appliquez un processus dont le ministre actuel, s'il demeurait à son poste, ne serait pas au courant dans six mois?

**M. Penney:** Je ne m'exprimerais pas tout à fait ainsi. Je pense que le processus actuel d'examen des programmes est tel qu'un nouveau ministre pourrait assurément y faire appel dans les six mois à venir, et de toute évidence, il nous incomberait d'être prêts à répondre à cet appel. Je pense qu'en applicant le processus, nous sommes probablement en avance de quelques mois.

**Le sénateur Thériault:** Nous savons que, selon la Constitution, une élection doit avoir lieu au moins tous les cinq ans, et qu'il arrive que des gouvernements soient renversés. Cette situation n'est pas rare au pays. Nous savons également qu'il est possible que le même ministre soit en poste. Rien de ce que vous m'avez dit ne m'a donné à penser que si le même ministre était en poste, il découvrirait ce que vous faites.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur le président, je pourrais peut-être répondre à la question du sénateur Thériault.

**Le président:** Je crois que la question ne vous est pas adressée, sénateur.

[*Text*]

**Mr. Penney:** Mr. Chairman, perhaps I could reply to the question. I think we are talking about two separate processes; the formal process of program evaluation—that is, a process introduced in the Public Service over the past five years or so. That is a detailed, structured review of the programs of government. That is the process that was started, is in place, and is scheduled for completion in the middle of next year. Quite apart from that, there is a continuing review of any government program, with periodic reporting to both the deputy minister and the minister. That process is certainly prevalent within our department and worked on within my own sector of the department. The current situation is such that one has a target date against which one can aim, whether the process is there for an existing minister or a new minister.

**Senator Thériault:** It would be there for the minister.

**Mr. Penney:** Yes.

**Senator Thériault:** I have one question relating to the PIP program. I have been told by representatives of the shipyards in this country that one of the reasons shipyards are down is the fact that under the incentives program you do not take into consideration the capital cost of the ships that are required in the drilling process offshore. Is that the case?

**Mr. Penney:** That is generally correct. However, I would refer you to the fact that the program is modelled the Income Tax Act in determining what is eligible as Canadian exploration expense. Amounts spent for capital are not, as such, normally included in the pool of Canadian exploration expense. However, the operating cost of the equipment is so included in the pool of Canadian exploration expense. What has evolved over a period of time is that the explorers usually lease their equipment or obtain it through a source contract, lease or service payments being eligible for incentives and, under the Income Tax Act, as an exploration. Also, if an organization intends to acquire its own equipment, it usually acquires it in one company and leases it to a sister company on a per diem basis; and the lease cost, if it qualifies under the Income Tax definitions, is then included in the Canadian exploration expense and, hence, is also eligible as an expense on which incentives are paid.

So the Petroleum Incentives Program does not preclude the acquisition of equipment. One has to carefully structure the arrangements so that it continues to qualify. That has been the rule of the game under the Income Tax Act for many years.

**Senator Thériault:** But nothing prevents Esso or Dome from having a holding company, getting ships built, and leasing them to the exploration arm of the company. I am sure that whoever they lease from must take into consideration the capital cost of the ship because they last for only so many years. Actually the crying we hear from the shipyards on that score is not very meaningful.

[*Traduction*]

**M. Penney:** Monsieur le président, je pourrais peut-être répondre à la question. Je pense que nous parlons de deux processus distincts: d'une part, il y a le processus officiel d'évaluation des programmes qui a été établi à la Fonction publique il y a environ cinq ans. Il consiste en un examen détaillé et structuré des programmes du gouvernement. C'est le processus qui a été mis en œuvre et qui doit se terminer au milieu de l'an prochain. D'autre part, on examine constamment tous les programmes gouvernementaux, et l'on en fait périodiquement rapport au sous-ministre et au ministre. Ce processus est certes courant dans notre ministère, et mon propre secteur y participe La situation veut qu'on s'impose un délai, que le processus existe pour un ministre actuel ou un nouveau ministre.

**Le sénateur Thériault:** Il existerait pour le ministre.

**M. Penney:** C'est exact.

**Le sénateur Thériault:** J'ai une question à poser au sujet du PESP. Des représentants des chantiers navals du pays m'ont déclaré qu'une des raisons pour lesquelles les chantiers navals sont en perte de vitesse, c'est que le programme d'encouragement ne tient pas compte du coût d'immobilisations des navires nécessaires pour procéder au forage en haute mer. Est-ce exact?

**M. Penney:** C'est exact, en général. Toutefois, je vous rappelle que le programme est calqué sur la Loi de l'impôt sur le revenu pour déterminer les dépenses d'exploration au Canada qui sont déductibles. En tant qu tels, les montants consacrés à l'immobilisation ne sont pas compris normalement dans l'ensemble des dépenses d'exploration au Canada, mais, les frais d'exploitation du matériel le sont. De plus en plus, la tendance veut que les explorateurs procurent leur matériel par location ou contrat de service et cèdent les paiements qui, aux termes de la Loi de l'impôt sur le revenu, sont déductibles en tant que dépenses d'exploration, dans notre cas, les primes d'encouragement. Ainsi, même si un organisme constitué en plusieurs sociétés a l'intention d'acheter du matériel, il l'achète habituellement au nom d'une société et le loue à une filiale à un taux quotidien; par ailleurs, le loyer, s'il répond aux définitions qui en sont données dans la Loi de l'impôt sur le revenu, est ensuite inclus dans les dépenses d'exploration au Canada et partant, est également déductible en tant que dépense pour laquelle des primes sont versées.

Ainsi, le Programme d'encouragement du secteur pétrolier n'empêche pas une société de se porter acquéreur de matériel. Elle doit soigneusement préparer les ententes afin de continuer d'être admissible aux déductions. Cela a été la règle du jeu pendant de nombreuses années aux termes de la Loi de l'impôt sur le revenu.

**Le sénateur Thériault:** Mais rien n'empêche Esso ou Dome de posséder une société de portefeuille, de faire construire des navires et de les louer à la filiale de la société qui est chargée de l'exploration. Je suis sûr que celui de qui elle loue le matériel doit tenir compte du coût d'immobilisation du navire, car il ne dure qu'un certain nombre d'années. En fait, les doléances des exploitants de chantiers navals à ce sujet ne sont pas très significatives.

[*Text*]

**Mr. Penney:** You are quite correct. The process is such that the equipment is usually acquired in one company and leased to the exploration company and the cost is eligible for incentives and for income tax deduction.

**Senator Adams:** How many different departments must an applicant go through before he receives his PIP grant?

**Mr. Penney:** The process works like this. An applicant must apply for a Canadian ownership and control certificate. Once we receive the application, it is assigned to one particular officer who examines the information and gets back to the applicant for any additional information or clarification that may be required. We make it known to the applicant at a very early stage who the officer is so that it will facilitate communication between the applicant and ourselves. The applicant is quite free at any time to contact the supervisor of that officer or, for that matter, give me a call. We respond quite quickly to communication from our applicants in that fashion.

Similarly, on the Petroleum Incentives Program side, once the application is received, it is assigned to a particular officer. That officer remains with that applicant for some period of time, through several applications, so that there develops a line of communication between the applicant and the officer on my staff. Once again, in the event of any disagreement with that officer, the applicant may contact his or her superior or myself, which usually results in immediate meetings and resolution of the issues. That is quite a frequent occurrence. So there is not a long chain involved.

**Senator Adams:** You say that it takes no more than 90 days to process an application?

**Mr. Penney:** Yes, on the certificate side.

**Senator Adams:** At what point in the process does this 90 day period begin?

**Mr. Penney:** The period from the time we receive the application for the certificate to the date on which we issue the certificate is 90 days. The vast majority of these certificates are processed under 90 days.

**Senator Adams:** How does this 90 day processing period affect the small company that does not have a cash flow?

**Mr. Penney:** It is often the case that in the formation of such an organization they come to us for an advance ruling as to what level of Canadian ownership and control status would be attached to the arrangements they are contemplating. Once they have supplied us with that information and we have given an advance ruling, as long as they execute the agreement exactly as laid down, the process is quite automatic and they can get into the exploration business and operate with a considerable degree of comfort in the process. The same thing exists on the petroleum incentives side. To the extent that they are contemplating a farm-in or other arrangement with partners, they usually come to us ahead of time to have the arrangement reviewed and ask for an advance ruling. This fits in among the 40 or so advance rulings per annum Mr. Lazar referred to.

[*Traduction*]

**M. Penney:** Vous avez tout à fait raison. Le processus permet habituellement à une société d'acquérir le matériel et de le louer à la société d'exploration, et son coût peut faire l'objet d'une prime d'encouragement et d'une déduction d'impôt.

**Le sénateur Adams:** Par combien de ministères différents un candidat doit-il passer avant de recevoir sa subvention PESP?

**M. Penney:** Le processus est le suivant: un candidat doit demander un certificat de propriété et de contrôle canadiens. Une fois que nous recevons la demande, nous la confions à un agent particulier qui l'examine et communique avec le candidat afin d'obtenir les renseignements ou les éclaircissements supplémentaires dont il peut avoir besoin. Dès le début, nous transmettons au candidat le nom de l'agent chargé de son dossier, afin de faciliter les communications entre le requérant et notre bureau. Le candidat est libre de communiquer en tout temps avec le surveillant de cet agent, voire, de me rejoindre par téléphone. De cette manière, nous répondons très rapidement aux appels de tous les requérants.

De même, pour ce qui est du Programme d'encouragement du secteur pétrolier, toute demande reçue est confiée à un agent particulier. Cet agent demeure chargé du même cas pendant une certaines période, soit le temps de traiter plusieurs demandes, de sorte que des voies de communication s'établissent entre le candidat et l'agent attaché à mon personnel. Encore là, en cas de désaccord avec cet agent, le candidat peut communiquer avec le supérieur de ce dernier ou moi-même, et nous nous réunissons d'habituellement assitôt pour régler les points en litige. Cette situation se produit très souvent. Il n'y a donc aucune longue filière à suivre.

**Le sénateur Adams:** Vous dites qu'il ne faut pas plus de 90 jours pour traiter une demande?

**M. Penney:** Oui, une demande de certificat.

**Le sénateur Adams:** A quel moment cette période débute-t-elle?

**M. Penney:** Il faut compter 90 jours entre le moment où nous recevons la demande de certificat et la date à laquelle nous délivrons celui-ci. La grande majorité des certificats sont traités en moins de 90 jours.

**Le sénateur Adams:** De quelle façon cette période de 90 jours touche-t-elle une petite société qui n'a aucune marge brute d'autofinancement?

**M. Penney:** Il arrive souvent qu'une telle société nous demande de prendre une décision préliminaire sur le taux de propriété canadienne et le niveau de contrôle qui seront rattachés aux ententes qu'elle envisage. Une fois qu'elle nous a fourni ce renseignement et que nous avons pris une décision préliminaire, pour autant qu'elle exécute l'entente à la lettre, le processus est automatique et elle peut entamer ses travaux d'exploration et suivre le processus en toute quiétude. Il en va de même pour les primes d'encouragement du secteur pétrolier. Lorsqu'une société envisage une amélioration ou quelque autre entente avec des partenaires, elle vient habituellement nous voir à l'avance pour faire examiner l'entente et nous demander de prendre une décision préliminaire. Cette décision est au nombre des quelques 40 décisions préliminaires annuelles auxquelles M. Lazar a fait allusion.

[*Text*]

**Senator Adams:** Is there a limit on exploration grants to certain companies?

**Mr. Penney:** The limits are prescribed by law and regulation and they are dependent upon the degree of Canadian ownership. Except for the first 25 per cent of the incentive, they must comply with the Canadian ownership control requirements. From there it depends on the area that is being explored—provincial lands versus the frontiers—and for the maximum category dependent upon the year in which the expenditure is made as well, because there is a progressive requirement for increased Canadian ownership over a period of time.

**Senator Adams:** What happens with these grants when companies hit dry holes?

**Mr. Penney:** The program is not based on success in finding resources, as has been explained, I believe, in earlier testimony before you. It is designed to generate increased activity in the exploration field by sharing risks with industry. So there is no built-in penalty for dry holes and no premium for finding oil or gas.

**Senator Kirby:** Mr. Penney, having read your brief, I notice you describe in detail the administrative system you are operating but nowhere do you mention the objectives of this system. Can you give me your assessment of the objectives of the program?

**Mr. Penney:** Essentially the objectives of the program are to contribute to two of the principal objectives of the National Energy Program. They are Canadianization of the industry and security of supply. Taking the latter objective first, by setting the stage for increased activity and by underwriting some of the risk of the exploration activity, whether it be in a province or in the frontier, we hope to have enough resources discovered to increase the security of supply in Canada. By pegging the incentive payments to the Canadian control and the degree of Canadian ownership, we hope to attract and sustain a sufficient number of Canadian entities, from small sized ones to large sized ones in the business, so that they can carry on for many years.

**Senator Kirby:** I thought that was roughly what you would say. Given that set of objectives, have you contemplated other ways of achieving them other than through this program? What I am saying is you are administering one means to a specific end. Obviously, one would think that there may well be other means of achieving the same end. Have you examined any other means?

**Mr. Penney:** First and foremost, we are charged with the responsibility of administering the acts that are in place. That is certainly my principal function. However, apart from that, members of my administration do participate in the ongoing review of policy and in looking for better ways of doing things, which has been referred to in earlier testimony, in terms of whether or not the same objectives can be accomplished in different ways. We do not have the results of any such study at the moment.

[*Traduction*]

**Le sénateur Adams:** Les subventions d'exploration accordées à certaines sociétés sont-elles limitées?

**M. Penney:** Les limites sont prescrites par la loi et les règlements et dépendent du taux de propriété canadienne. Sauf pour le premier quart de la prime d'encouragement, les sociétés doivent respecter les conditions de propriété et de contrôle canadiens. A partir de ce moment-là, il faut tenir compte de la région explorée—s'il s'agit de terres provinciales où de régions inexploitées—et le versement de subventions maximales dépend en outre de l'année pendant laquelle les dépenses ont été engagées, car le taux de propriété canadienne doit progressivement augmenter sur une période donnée.

**Le sénateur Adams:** Qu'advient-il de ces subventions lorsque des sociétés tombent sur des puits secs?

**M. Penney:** Le programme n'est pas fondé sur la réussite dans la découverte de ressources, comme l'a expliqué, si je ne me trompe, un des témoins que vous avez entendus. Il est conçu pour intensifier les activités d'exploration ou, en partageant les risques avec l'industrie. Ainsi, il n'est prévu aucune sanction en cas de découverte de puits secs ni aucune prime en cas de découverte de pétrole ou de gaz.

**Le sénateur Kirby:** Monsieur Penney, ayant lu votre mémoire, je remarque que vous décrivez en détail le système administratif que vous appliquez, mais vous ne mentionnez nulle part quels en sont les objectifs. Pouvez-vous me donner votre évaluation des objectifs du programme?

**M. Penney:** Essentiellement, le programme est axé sur la réalisation de deux grands objectifs du Programme énergétique national, soit la canadianisation de l'industrie et la sécurité des approvisionnements. Pour ce qui concerne ce dernier objectif, en préparant la voie à des activités accrues et en assurant certains risques inhérents aux activités d'exploration, que ce soit dans une province ou dans les régions inexploitées, nous espérons que les sociétés découvriront suffisamment de ressources pour augmenter la sécurité des approvisionnements au Canada. En assujettissant les primes d'encouragement au contrôle canadien et au taux de propriété canadienne, nous espérons attirer et conserver un nombre suffisant de sociétés canadiennes, des plus petites aux plus grosses, afin qu'elles puissent poursuivre leurs activités pendant de nombreuses années.

**Le sénateur Kirby:** J'ai bien pensé que c'est à peu près ce que vous diriez. Avez-vous envisagé des moyens autres que ce programme pour réaliser cette série d'objectifs? Vous recourez à un moyen d'atteindre une fin précise et, de toute évidence, on penserait qu'il y a peut-être bien d'autres façons d'atteindre le même objectif. Avez-vous examiné de telles possibilités?

**M. Penney:** Tout d'abord, il nous incombe d'appliquer les lois en vigueur. C'est certainement là ma fonction principale. Cela mis à part, les membres de mon administration participent bel et bien à l'examen constant de la politique et cherchent de meilleures façons, et il en a été question dans un témoignage antérieur, de savoir si les mêmes objectifs peuvent être réalisés autrement. Nous n'avons pas les résultats de pareille étude à l'heure actuelle.

[*Text*]

**Senator Kirby:** Would you expect to have such results reasonably soon?

**Mr. Penney:** This would certainly be part of the program evaluation process which we anticipate having completed by mid-year next year.

**Senator Kirby:** Among the options you might be considering—and there might be a wide range of them—would you include tax-based schemes as opposed to incentive cash payment schemes?

**Mr. Penney:** That would certainly be an option which would be looked at, yes. That is something which has been brought to our attention by a large number of people, including some of the witnesses who have already presented briefs to this committee.

**Senator Kirby:** Of course, you would not want to speculate with respect to the advantages and disadvantages of various options, would you?

**Mr. Penney:** I do not think that would be appropriate, Mr. Chairman. However, I could put forward a couple of points in that context. In looking at the statistics which we have accumulated to date, a large portion of the incentives paid out to date have gone to Canadian controlled companies of varying size which are certainly not in a sufficiently large taxable position to have benefited from prior tax incentives. This is a statement which I can make quite categorically.

**Senator Kirby:** So to that extent it might require a different system, then?

**Mr. Penney:** Yes.

**Senator Kirby:** I would like to follow up on a comment you made in response to a question asked by Senator Thériault, I believe, in which you said that you were not in the business of offering incentives which were in any sense designed to guarantee discovery but what you were interested in doing was effectively encouraging exploration. It might interest the committee to know whether or not any of the incentives you have given on the exploration side have in fact lead to wells which have been classified as commercial. In other words, what is your batting average, recognizing that it is not a requirement of your program?

**Mr. Penney:** Forgive me, Mr. Chairman, if I pause for a moment. I feel that I would have to break that question down into two categories. First, on provincial lands where facilities exist to bring a discovery into production fairly quickly, the batting average would be relatively high. Certainly, the discovery of oil and gas in the provinces of Saskatchewan and British Columbia, in particular, come to mind.

**Senator Kirby:** However, those discoveries are not on Canada lands.

**Mr. Penney:** No, these are in provincial areas.

On Canada lands, there have been no commercial discoveries since the institution of the program. On the other hand,

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Escomptez-vous pareils résultats dans un délai raisonnable?

**M. Penney:** Ils feraient assurément partie du processus d'évaluation des programmes que nous prévoyons achever d'ici le milieu de l'an prochain.

**Le sénateur Kirby:** Parmi les options que vous envisagerez peut-être—et il y en a probablement bon nombre—y incorporeriez-vous des régimes fondés sur l'impôt, par opposition à des régimes de versement de primes d'encouragement?

**M. Penney:** C'est certainement une option que nous envisagerions. Un grand nombre de personnes, y compris certains témoins qui ont déjà présenté des mémoires au Comité, nous l'ont signalée.

**Le sénateur Kirby:** Bien entendu, vous ne voudriez pas spéculer sur les avantages et les inconvénients de diverses options, n'est-ce pas?

**M. Penney:** Je ne crois pas que ce serait opportun, monsieur le président Je pourrais toutefois souligner quelques points à cet égard. Si je jette un coup d'œil aux statistiques que nous avons recueillies jusqu'ici, une grande partie des primes d'encouragement ont été versées jusqu'à maintenant à des sociétés de tailles diverses, contrôlées par le Canada, qui ne sont certes pas dans une tranche d'imposition suffisamment élevée pour avoir tiré parti de stimulants fiscaux antérieurs. Je suis catégorique là-dessus.

**Le sénateur Kirby:** Alors, peut-être faudrait-il établir un système différent?

**M. Penney:** C'est exact.

**Le sénateur Kirby:** Je voudrais donner suite à une observation que vous avez faite lorsque vous avez répondu à une question posée par le sénateur Thériault, si je ne me trompe; vous y avez déclaré que vous ne vous occupiez pas d'offrir des primes d'encouragement conçues d'une façon ou d'une autre pour garantir des découvertes, mais que vous encouragiez la prospection efficace. Le comité serait peut-être curieux de savoir si l'une quelconque des primes d'encouragement que vous avez accordées au titre de la prospection a en fait mené à la découverte de puits classés dans la catégorie des puits commerciaux. En d'autres termes, quelle est votre moyenne, compte tenu du fait qu'aucune condition à cet effet n'est prévue dans votre programme?

**M. Penney:** Pardonnez-moi, monsieur le président, si je fais une pause pour quelques instants. Je pense qu'il faudrait que je divise cette question en deux parties. Premièrement, dans les terres provinciales où les installations existantes permettent d'exploiter des découvertes assez rapidement, la moyenne serait relativement élevée. Certes, on pense aussitôt à la découverte de pétrole et de gaz, particulièrement en Saskatchewan et en Colombie-Britannique.

**Le sénateur Kirby:** Toutefois, ces découvertes n'ont pas lieu dans des terres du Canada.

**M. Penney:** Non, ont lieu dans des secteurs provinciaux.

Il n'y a eu aucune découverte commerciale dans les terres du Canada, depuis le lancement du programme. D'autre part, il y

[*Text*]

there have been a number of significant discoveries, as defined under the Canada Oil and Gas Act. Perhaps Mr. Lazar has some statistics in that regard.

**Mr. Lazar:** Perhaps I could make a couple of comments, Mr. Chairman. What is considered commercial at one point in time may not be considered commercial at another point in time. It was not many months ago that spokesmen for the industry were saying from time to time that a minimum size of field—say, 600 million barrels—was required in the Beaufort Sea to commence this development. It was only a few weeks ago that the chairman of Esso indicated the possibility of starting Beaufort production from a rather smaller field. I would like to get back to you, senator, with more accurate statistics later on.

To put it another way, the proportion of wildcat wells which have been drilled in the frontier, and the number of them which have been considered significant discoveries by COGLA, is approximately the same proportion as existed in the pre-NEP period. In that sense, the finding rate has been about constant. The proportion which may eventually turn out to be commercial is not yet known. However, some of the Beaufort fields, for example, may well turn out to be commercial when the companies reassess their prospects. I think some of them were hoping for giant fields and were saying that they might not be able to go ahead commercially in the absence of giant fields. If giant fields do not appear, it seems likely the companies will have a hard look at whether or not they can combine some of the sub-giant fields. So in that sense some of the significant discoveries may eventually be brought to market.

**Senator Kirby:** I believe you said that no well drilled to date on Canada lands has produced what is to date a commercial discovery.

**Mr. Lazar:** That is correct.

**Senator Kirby:** I think you also made an interesting statement to the effect that the find rate is exactly the same post-PIP as pre-PIP; is that correct?

**Mr. Lazar:** Approximately correct.

**Senator Kirby:** Let us move from rates to absolute numbers. If that deals with the rate question, then in terms of the absolute number of wells what has been the percentage increase?

**Mr. Lazar:** The activity level is up by approximately 50 per cent to 60 per cent from the pre-PIP period.

**Senator Kirby:** You are saying that the activity rate is up but the finding rate has remained at about the same level?

**Mr. Lazar:** Perhaps the best term I should have used, senator, was "successful rate".

**Senator Kirby:** I understood that is what you meant. So that despite the billions of dollars spent the activity rate is up by

[*Traduction*]

a eu certaines découvertes importantes, comme le définit la loi sur le pétrole et le gaz des terres du Canada. M. Lazar a peut-être quelques statistiques à ce sujet.

**M. Lazar:** Je pourrais peut-être faire quelques observations, monsieur le président. Des découvertes jugées commerciales à un certain moment peuvent ne pas être considérées comme telles à un autre. Il y a quelques mois seulement, des porte-parole de l'industrie déclaraient à l'occasion qu'il fallait dans la mer de Beaufort un champ de taille moyenne contenant, disons, 600 millions de barils, pour entamer ce développement. Il y a quelques semaines seulement, le président d'Esso parlait de la possibilité de commencer à produire du pétrole dans la mer de Beaufort, mais dans un champ passablement plus petit. Sénateur, j'aimerais vous donner plus tard quelques statistiques plus précises à ce sujet.

En d'autres mots, le nombre de puits de recherche qui ont été forés dans les régions pionnières, et le nombre d'entre eux que l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (A.P.G.T.C.) a considéré comme des découvertes importantes, sont approximativement les mêmes qu'avant la création du Programme énergétique national. En ce sens, le taux de découverte est demeuré plus ou moins constant. La proportion de ces forages de recherche qui s'avèreront commerciaux, n'est pas encore connue. Toutefois, certains des gisements de Beaufort, par exemple, pourraient bien se révéler commerciaux lorsque les sociétés en auront réévalué les possibilités. Je crois que certaines d'entre elles espéraient découvrir des gisements géants sans lesquels elles disaient douter d'être en mesure d'entreprendre l'exploitation commerciale. Si on ne découvre pas de champs géants, les entreprises devront probablement envisager la possibilité de combiner certains des champs sous-géants. Aussi est-il possible qu'en ce sens certaines des importantes découvertes soient commercialisées.

**Le sénateur Kirby:** Vous avez dit qu'aucun puits foré jusqu'ici sur les terres canadiennes ne s'est révélé encore une découverte commerciale au sens où on l'entend maintenant.

**M. Lazar:** C'est exact.

**Le sénateur Kirby:** Vous avez également dit quelque chose d'intéressant: le taux de découverte est exactement le même aujourd'hui qu'avant la mise en vigueur du Programme des encouragements pétroliers; est-ce exact?

**M. Lazar:** C'est plus ou moins exact.

**Le sénateur Kirby:** Passons, si vous le voulez, des taux aux nombres absolus. Quel a été le pourcentage d'augmentation des forages en nombres absolus?

**M. Lazar:** Le niveau d'activité a augmenté d'environ 50 à 60 p. 100 depuis la période précédant le Programme des encouragements pétroliers.

**Le sénateur Kirby:** Vous dites que le taux d'activité est plus élevé mais que le taux de découverte est demeuré à peu près le même?

**M. Lazar:** Peut-être aurais-je dû plutôt parler d'un «taux de réussite», sénateur.

**Le sénateur Kirby:** J'avais compris. Ainsi, en dépit de milliards de dollars, le taux d'activité est aujourd'hui supérieur

[*Text*]

roughly 50 per cent, yet the discovery rate has not substantially increased and nothing has become commercial to date. What is your best guess with respect to how long this will carry on? Are the taxpayers placed in a position in which the focus will continue at this rate for some considerable period of time? I begin to wonder at what point the people will start questioning whether the results are not rather disappointing, in terms of the billions of dollars spent for such relatively modest increases in the activity level. In fact, you have said there has been no increase in the success rate. At what point does one begin to ask whether the cost benefit really becomes relevant, particularly if this goes on for another five years?

**Mr. Lazar:** On the basis of the exploration agreements negotiated through the Canada Oil and Gas Lands Administration, it is my understanding that it is their expectation that about half of the best prospects will have been tested by the end of the current round of exploration agreements on the frontier.

**Senator Kirby:** Which is roughly when?

**Mr. Lazar:** On average, around 1986.

**Senator Kirby:** Do you mean the end of 1986?

**Mr. Lazar:** Different agreements terminate at different times. However, the end of 1986 is correct. I also have a sense from conversations with my COGLA colleagues, and also from conversations with industry representatives, that a large proportion of the people who are out on the frontier now believe that the next couple of years will give them most of the information they need to proceed. Whether or not that is in fact the case I do not know. However, that is what they are telling me; and I had conversations as recently as yesterday with people from the industry.

**Senator Kirby:** Is that what I would call the standard method of forecasting, which always projects that success and a rosy horizon are just around the corner? I think that is a standard forecaster's view of the future. In that way they keep everyone happy and keep their job.

**Mr. Penney:** We always have the danger of that type of situation, Mr. Chairman. However, one of the key elements which I think should be considered when talking about these statistics is the fact that the original round of exploration agreements was designed particularly to ensure that there was a degree of exploration over a vast area. Therefore there was a heavy concentration of wildcat wells drilled in the early stage of this first round of exploration agreements.

I would anticipate that on a second round of exploration agreements we would see far more delineation drilling of known prospects, and hence that would generate the higher success ratio on a second round of exploration agreements. However, you must complete the first stage before you even get to that stage.

**The Chairman:** Having said that, would you foresee the incentive grants, then, on the second round being directed and zeroed in on certain areas, and not the shotgun approach?

[*Traduction*]

d'environ 50 p. 100, mais le taux de découverte n'a pas crû considérablement et aucune découverte commerciale n'a encore eu lieu. A votre avis, combien de temps cela durera-t-il? Poursuivra-t-on pendant longtemps? Je me demande à quel moment les contribuables commenceront à se demander si les résultats ne sont pas passablement décevants, vu les milliards de dollars engagés et les augmentations relativement modestes du niveau d'activité. En fait, vous avez dit que le taux de réussite n'avait pas augmenté. A quel moment peut-on commencer à se demander si le rapport coût-avantage se justifie, surtout si cela persiste pendant cinq autre années?

**M. Lazar:** Si je me rapporte aux ententes d'exploration négociées par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, je crois qu'on s'attend à ce qu'environ la moitié des meilleures sources soient testées d'ici la fin de la durée d'application des ententes d'exploration dans les régions pionnières actuellement en vigueur.

**Le sénateur Kirby:** Ce qui veut dire?

**M. Lazar:** En moyenne, autour de 1986.

**Le sénateur Kirby:** Vous voulez dire la fin de 1986?

**M. Lazar:** Les ententes n'ont pas toutes la même date d'échéance. Toutefois, il est correct d'avancer la fin de 1986. En outre, à partir de mes conversations avec mes collègues de l'A.P.G.T.C. et des représentants de l'industrie, j'ai l'impression qu'une grande partie des exploitants qui se trouvent maintenant dans les régions pionnières croient qu'ils auront rassemblé dans les deux ou trois prochaines années la majeure partie de l'information dont ils ont besoin pour commencer les travaux. Que ce soit effectivement le cas, je l'ignore. Toutefois, c'est ce que m'ont dit hier encore des représentants de l'industrie.

**Le sénateur Kirby:** Est-ce ce que vous appelleriez la méthode prévisionniste habituelle, selon laquelle le succès est imminent? Je crois plutôt qu'il s'agit de l'opinion des prévisionnistes. De cette façon, tout le monde est content et personne ne perd son emploi.

**M. Penney:** Le risque de ce genre de situation a toujours existé, monsieur le président. Toutefois, l'un des principaux éléments à entrer en considération dans l'analyse de ces statistiques est le fait que la première série des accords d'exploration visait surtout à assurer un certain degré d'exploration dans une vaste région. C'est pourquoi il y a eu tant de puits de recherche forés au début de ces ententes d'exploration.

Je m'attends à ce que, au moment de la mise en vigueur d'une nouvelle série d'ententes d'exploration, nous assistions à des forages de délimitation beaucoup plus nombreux de sources connues, ce qui aura pour effet d'engendrer un taux de réussite plus élevé. Toutefois, il faut terminer la première étape avant de passer à la seconde.

**Le président:** Croyez-vous alors que les subventions qui seront versées à titre d'incitatif durant l'application de la seconde série d'ententes viseront certaines régions particulières et non les forages aléatoires?

[*Text*]

**Mr. Penney:** That would certainly be an option. In fact, one of several options that could be considered at that point.

**Senator Kirby:** Perhaps I could close, Mr. Chairman, with one last question.

What is your estimate of how much you will be spending under this program for the next couple of years?

**Mr. Penney:** Our current forecast was laid out in the Minister of Finance's forecast either earlier this year or late last year, whenever it was made. From the inception of the program through the end of 1986, it is a little over $8 billion.

**Senator Kirby:** How do you do those forecasts?

**Mr. Penney:** The initial forecasts, I must admit, were rather difficult but we are receiving more and more information all the time on which to base the forecasts. Certainly, we start with the exploration agreements that are outstanding and those that are under negotiation at the moment, so that we know the work commitments that the companies agree to; we know the farm-in agreements that are nogotiated as between the various entities. We have a much better base of knowledge today as to the cost of drilling wells in the various areas—for example, the east coast versus the Beaufort versus anything that is on land, be it in the frontier or in the provincial areas, so that the base of knowledge with which we are operating today is certainly much greater than the base of knowledge when the program was announced, although the numbers have not changed materially.

**Senator Kirby:** Are you forecasting an increase or decrease in activity in the current year over, say, last year?

**Mr. Lazar:** It is approximately constant.

**Senator Kirby:** It is interesting that in some of the other briefs we have had, including those from some other parts of your department, there is data which suggests that in fact there is likely to be an increase in activity. It is not a great deal, but some. You do not need to answer my question, but it is an interesting observation that I am not sure that anyone is working from the same set of data. Perhaps I could put it the other way round: I am pretty sure everyone is not working from the same set of data.

**Mr. Penney:** There is a possibility there, although in our forecasting process we certainly involve our associates in the Canada Oil and Gas Lands Administration very heavily. We rely on them as technical experts in the field, and we add to that information and share with them, as a matter of fact, our knowledge of the Canadian ownership rates of the participants, and the forecasts that these organizations supply to us of their activity over the next little while.

**Senator Kirby:** Would it be fair to conclude that, if there was an increase in exploration activity but your expenditures

[*Traduction*]

**M. Penney:** C'est sûrement une possibilité. En fait, une des plusieurs possibilités qui s'offrent à l'heure actuelle.

**Le sénateur Kirby:** Permettez-moi de conclure, monsieur le président, par une dernière question.

A combien estimez-vous le montant des dépenses au chapitre du Programme au cours des deux ou trois prochaines années?

**M. Penney:** Nos prévisions étaient exposées dans le cahier des prévisions budgétaires du ministre des Finances du début de cette année ou de la fin de l'an dernier, je ne sais plus. Depuis la mise en application du Programme jusqu'à la fin de 1986, les dépenses s'élèveront à un peu plus de 8 milliards de dollars.

**Le sénateur Kirby:** Comment établissez-vous ces prévisions?

**M. Penney:** Les premières prévisions, je dois l'admettre, ont été plutôt difficiles mais nous avons, au fur et à mesure, obtenu plus de renseignements sur lesquels baser nos prévisions. Certes, nous commençons par les ententes d'exploration qui sont encore en vigueur ainsi que par celles qui font l'objet de négociations à l'heure actuelle, de sorte que nous connaissons les engagements qu'acceptent les sociétés et que nous sommes au courant des ententes de prise d'intérêts qui sont négociées entre les diverses entités. Nous avons aujourd'hui bien plus de renseignements sur le coût du forage dans les diverses régions, par exemple, sur la côte est par rapport à Beaufort et par rapport à n'importe quelle source terrestre qu'elle se situe dans ls régions pionnières ou dans les régions provinciales, de sorte que les donées sur lesquelles nous nous basons aujourd'hui sont assurément plus riches que celles dont nous disposions lorsque le Programme a été mis en œuvre, même si les nombres n'ont pas changé dans les faits.

**Le sénateur Kirby:** Prévoyez-vous une augmentation ou une diminution de l'activité au cours de l'année par rapport à, disons, l'an dernier?

**M. Lazar:** Elle demeurera plus ou moins constante dans la région frontalière

**Le sénateur Kirby:** Il est intéressant de noter que certains des autres mémoires qui nous ont été soumis, y compris par d'autres services de votre ministère contiennent des données qui permettent de croire à une augmentation probable du niveau d'acctivité. Peut-être pas une augmentaton sensible, mais quand même. Vous n'avez pas besoin de me répondre, mais il est intéressant de constater que tous se basent peut-être sur différents ensembles de données. Laissez-moi reformuler: j'ai l'impression que personne ne se base sur le même ensemble de données.

**M. Penney:** C'est bien possible quoique, dans l'établissement de nos prévisions nous recourions énormément à nos collègues de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Nous nous fions à eux à titre d'experts techniques sur le terrain, et à leur information, nous ajoutons—et leur communiquons d'ailleurs—notre connaissance des taux de propriété canadienne des participants ainsi que les prévisions que ces organismes nous font parvenir sur leurs activités à court terme.

**Le sénateur Kirby:** Serait-il juste de conclure que si l'activité exploratrice devait augmenter mais, qu'en fait, vos dépen-

[*Text*]

remained the same, that would imply that what is happening is that the Canadian ownership rate involved is actually decreasing? That is where the decrease would occur, is that right?

**Mr. Penney:** Given those assumptions, yes.

**Senator Kirby:** I think if you look at some of the data we have been handed, those assumptions are pretty valid.

**Mr. Lazar:** Everything else being equal, if, for example, expenditures were going on development rather than on exploration, the proportion we would pay would be different.

**Senator Kirby:** On that point, have you looked at whether or not the Canadian ownership rate, on average in the areas that you are dealing with on Canada Lands is increasing or decreasing?

**Mr. Penney:** Certainly, there is no question that the rate is increasing. This is evidenced by the large number of farm-out agreements that have been signed and announced throughout the whole of the frontier areas.

**Senator Kirby:** I will pass now, Mr. Chairman.

**The Chairman:** That, then, brings me to a supplementary question, Mr. Penney. In response to Senator Kirby, in discussing the objectives of the PIP program, you said that it was to sustain the Canadian identity in the business through to production. I want to suggest to you that it does not sustain the Canadian identity through to production; it sustains the Canadian identity in exploration only.

Then in response to another question, you said that these Canadian companies have been unable to benefit from any other tax scheme. Then when you moving from an entirely new, pretty expensive ball game, and if we have sustained the Canadian identity in exploration, I rather suspect that we will have to find a way of sustaining the Canadian identity through to production; that the Canadian company will not be able to afford to stay there. If the Canadian is just staying in exploration because of PIP, he will have trouble staying through production.

**Mr. Penney:** Yes, Mr. Chairman, that is very true, and part of our current analysis will obviously be the rates that have been set for incentives in the development stage.

**The Chairman:** There is nothing now, is there, in the development stage?

**Mr. Penney:** Yes, there is a 20 per cent incentive for development expenditures.

**The Chairman:** A maximum of 20?

**Mr. Penney:** A maximum of 20 per cent for a high-COR Canadian controlled company.

**The Chairman:** A high-COR company, through development?

**Mr. Penney:** Yes. Part of the rationale of a much lower rate, despite fairly heavy expenditure at the development stage, is that the organization then has something of substance and of

[*Traduction*]

ses demeuraient constantes, le taux de propriété canadienne diminuerait? C'est bien sur ce taux que la diminution porterait, n'est-ce pas?

**M. Penney:** D'après ces hypothèses, oui.

**Le sénateur Kirby:** Compte tenu de certaines des données qu'on nous a soumises, j'estime ces hypothèses assez valables.

**M. Lazar:** Toutes autes choses étant égales, si, par exemple, les dépenses étaient affectées à l'exploitation plutôt qu'à l'exploration, la proportion des sommes que nous versons serait différente.

**Le sénateur Kirby:** A ce sujet, avez-vous tenté de déterminer si le taux de propriété canadienne global dans les régions canadiennes visées croissait ou décroissait?

**M. Penney:** Il ne fait aucun doute que ce taux s'accroît, comme le prouvent le grand nombre d'ententes de cession d'intérêts qui ont été conclues et annoncées dans toutes les zones pionnières.

**Le sénateur Kirby:** Je passe, monsieur le président.

**Le président:** Ce qui me pousse à vous poser une question supplémentaire, monsieur Penney. Dans votre réponse au sénateur Kirby, vous avez dit que le Programme des encouragements pétroliers avait pour objectif de promouvoir l'identité canadienne sur le plan commercial jusqu'à l'étape de la production. A mon avis, il ne favorise pas l'identité canadienne dans la production mais uniquement dans l'exploration.

Par ailleurs, vous avez également dit que les sociétés canadiennes n'ont pu tirer profit d'aucun autre régime fiscal. Lorsque vous passez de l'exploration à l'exploitation et à la production, vous passez à une nouvelle activité assez coûteuse, et si nous avons favorisé l'identité canadienne dans l'exploration, je soupçonne que nous devrons trouver une façon de promouvoir l'identité canadienne dans la production; autrement dit, les sociétés canadiennes ne pourront se permettre de s'en tenir à l'exploration. Si elles le font grâce au Programme des encouragements financiers, elles auront de la difficulté à survivre jusqu'à l'étape de la production.

**M. Penney:** Oui, monsieur le président, cela est tout à fait juste, et une partie de l'analyse que nous effectuons actuellement portera sans aucun doute sur les taux qui ont été fixés pour les incitatifs à l'exploitation.

**Le président:** Il n'y a rien maintenant, n'est-ce pas, qui touche l'exploitation?

**M. Penney:** Si; on accorde un incitatif de 20 p. 100 à l'égard des dépenses d'exploitation.

**Le président:** Un maximum de 20 p. 100?

**M. Penney:** Un maximum de 20 p. 100 aux sociétés contrôlées par le Canada, détenant un taux élevé de propriété canadienne.

**Le président:** Une société détenant un taux élevé de propriété canadienne dans le développement?

**M. Penney:** Oui. Un taux de beaucoup inférieur, malgré les dépenses relativement importantes engagées dans l'exploitation, se justifie en partie du fait que l'organisme détient un

[*Text*]

great value in the known resource that has been discovered, so that the facility to finance at that stage is certainly enhanced.

The question as to whether it equates with the capital required at that point, certainly deserves a lot more study at this stage.

**Senator Le Moyne:** Do I understand correctly that the tar sands are out of your field of activity?

**Mr. Penney:** That is correct.

**Senator Le Moyne:** That is because they are Alberta Lands?

**Mr. Penney:** Yes.

**Senator Le Moyne:** Thank you.

**The Chairman:** I would like to refer now, Mr. Penney, to a question and answer that I had with your deputy minister yesterday with respect to abuse of the program. The word "abuse" has come up two or three times from other witnesses. I wonder if you could give us an explanation of how much abuse you have found and what steps have been taken to avoid abuse?

**Mr. Penney:** Yes, Mr. Chairman. First of all, in order to put it into perspective from the start, we have not found this to be a significant problem. There have been areas brought to our attention, both as a result of the assessment of applications that have come before us as well as people coming to us with what they see other people doing in order to qualify for incentives. Some of these methods, if I might call them that, involve what might be compared to creative tax planning. By that, I mean the setting up of structures that are designed particularly to maximize the advantage under the incentive scheme; also, to maximize any advantages they might have under income tax law and take full advantage of the securities field; for example, the raising of capital on the public markets.

Others have been a little more of concern to us. If I might give you an example, we met with the Society of Geophysicists and the Canadian Association of Geophysical Contractors; They indicated to us what they see happening, as a result of which they have raised the formation of limited partnerships for the sole purpose of conducting seismic activity. The results of that activity are sold to exploration companies in return for a royalty on anything that may be found on the lands for which seismic activity was conducted.

After taking a look at this, and studying our own legislation and regulations, we came to the conclusion that that type of seismic activity will not be eligible as a Canadian exploration expense, because the purpose test we apply would result in the definition of the purpose in that situation to be trading in seismic information; in other words, they do the seismic work and sell the results in consideration for a royalty.

For the seismic work to be eligible, the parties would have to enter into a seismic program with the intention of drilling on the prospect that surfaces as a result of the seismic work. It is that kind of situation that has been brought to our attention and which has received the analysis of our people in some detail.

[*Traduction*]

atout substantiel et de grande valeur dans la ressource connue qui a été découverte, de sorte que la possibilité de la financer à ce stade est grandement accrue.

Quant à savoir si cela équivaut aux capitaux requis à ce moment, cette question mérite une étude plus poussée.

**Le sénateur Le Moyne:** Cela veut-il dire que l'exploitation des sables bitumineux ne relève pas de vos activités?

**M. Penney:** C'est exact.

**Le sénateur Le Moyne:** Est-ce parce qu'il s'agit de terres de l'Alberta?

**M. Penney:** En effet.

**Le sénateur Le Moyne:** Je vous remercie.

**Le président:** J'aimerais vous relater maintenant, monsieur Penney, une conversation que j'ai eue avec votre sous-ministre hier au sujet du recours abusif au Programme. Comme le terme «abus» a été utilisé deux ou trois fois par d'autres témoins, je me demande si vous pourriez nous expliquer de quel degré d'abus il s'agit et quelles mesures ont été prises pour éviter cet abus?

**M. Penney:** Oui, monsieur le président. Tout d'abord, pour mettre les choses au point, permettez-moi de signaler que, pour nous, cela ne représentait pas une problème grave. Certains points ont été portés à notre attention, tant après avoir évalué les demandes que l'on nous a soumises qu'après avoir entendu certains nous dire ce qu'ils ont vu faire par d'autres pour obtenir des incitatifs. Certaines de ces méthodes, si je peux les appeler ainsi, sont ce qu'on pourrait comparer à une planification fiscale créative. Par là, je pense à des structures conçues spécialement pour optimiser les avantages offerts en guise d'incitation ainsi que pour optimiser tous les avantages qui pourraient être accordés en vertu d'un loi de l'impôt sur le revenu et tirer pleinement profit du marché des valeurs, en mobilisant, par exemple, des capitaux sur les marchés publics.

D'autres stratagèmes nous ont préoccupé davantage cependant. Permettez-moi de vous donner un exemple; nous avons rencontré des représentants de la *Society of Geophysicists* et de la *Canadian Association of Geophysical Contractors*. Ils nous ont expliqué ce qu'ils entrevoyaient et ont constitué des sociétés en commandite dans le seul but d'effectuer des études sismiques et de vendre ensuite leurs conclusions aux sociétés d'exploration moyennant une redevance pour toute ressource découverte sur les terres qui avaient fait l'objet de leurs études.

A la lumière de cela, et après avoir étudié nos propres lois et règlements, nous en sommes venus à la conclusion que des études de ce genre ne pouvaient être considérées comme une dépense au titre de l'exploration au Canada parce que le but ultime poursuivi dans ce cas serait l'échange de renseignements sismiques; autrement dit, ils effectuent des études dont ils vendent les résultats contre une redevance.

Pour que les études sismiques soient admissibles, les parties intéressées doivent avoir l'intention d'effectuer des forages sur les terres étudiées. C'est ce genre de situation qui a été portée à notre attention et que notre organisation a analysée en détail.

[*Text*]

As a result of a number of these things, we issue interpretation bulletins on a regular basis which indicate to the industry how we interpret the legislation and regulations. There is a good chance that we may seek additional regulatory changes in order to assure ourselves that we have covered off any practices that are not in concert with the policy direction towards which our program is aimed.

**The Chairman:** You have indicated that you did not think it was a problem, yet you have opened up an area for discussion. I think it is a problem.

**Mr. Penney:** The amount of dollars involved in this type of set up has been very small, much less than one per cent of the total number of applications and the dollar values involved.

**The Chairman:** Did you use the phrase "the amount of creative accounting"?

**Senator Kirby:** I think he called it "creative tax planning"; the rest of us call it creative accounting.

**The Chairman:** Unquestionable practices and unquestionable procedures are within acceptable limits; is that what you said?

**Mr. Penney:** That has been our experience to date. We will continue to keep a close eye on it. In that context, perhaps it is worth spending a few moments talking about the process that we go through.

**The Chairman:** What do you mean by a "close eye"?

**Mr. Penney:** The process of reviewing an application is such that we compare the costs that are submitted to us to other applications for grants for drilling activities in the same area.

As Mr. Taschereau said yesterday, most of the major plays that have come before us involve many participants. So, first of all, we have a check and balance in that all participants report basically the same type of information and the same level of costs. Over time, we have developed a bank of information that compares relative costs of similar-type drilling activity or seismic activity. We have a data bank against which to compare the information in any particular application.

If the information being supplied to us appears to be out of line with that which is in the data bank, we then ask for additional information or consult other people involved in activities in similar areas. If we are still not satisfied, we have the facility to ask for a pre-audit of the application before any payment is made. So there is a fair degree of check and balance in the process even before an incentive cheque goes out in the mail.

Subsequent to the application being processed, we regularly select a number of applications for audit review. That is designed so as to cover off a large majority of the dollars involved in incentive payments and covers in a random statistical sampling process enough of the various categories of

[*Traduction*]

Après avoir considéré un certain nombre de ces cas, nous publions régulièrement des bulletins d'interprétation pour expliquer à l'industrie notre interprétation de la loi et des règlements. Il est très possible que nous cherchions à faire apporter d'autres modifications aux règlements afin d'être sûrs d'avoir tenu compte de toutes les pratiques qui ne sont pas conformes à l'orientation de la politique sur laquelle est axé notre programme.

**Le président:** Vous nous avez dit que vous ne considériez pas cela comme un problème, et pourtant vous venez d'ouvrir un tout nouveau sujet de discussion. Quant à moi, je crois qu'il s'agit bel et bien d'un problème.

**M. Penney:** Il ne s'agissait que de très petites sommes, moins de un pour cent du nombre total des demandes et des sommes versées.

**Le président:** Avez-vous utilisé l'expression «comptabilité créative»?

**Le sénateur Kirby:** Je crois qu'il a plutôt parlé de «planification fiscale créative»; c'est nous qui l'appellons comptabilité créative.

**Le président:** Les pratiques et méthodes incontestables sont dans des limites acceptables; est-ce bien ce que vous avez dit?

**M. Penney:** C'est ce que notre expérience nous a appris jusqu'ici. Nous continuerons à suivre la question de près. Dans ce contexte, peut-être vaudrait-il la peine de prendre quelques instants pour vous expliquer le processus que nous suivons.

**Le président:** Qu'entendez-vous par «suivre de près»?

**M. Penney:** Dans le cadre de l'examen d'une demande, nous comparons les coûts qui nous sont soumis aux montants d'autres demandes de subventions visant des activités de forage dans la même région.

Comme l'a dit M. Taschereau hier, la plupart des scénarios que nous avons eu à évaluer comptent de nombreux participants. C'est pourquoi nous devons avant tout nous assurer que tous nous fournissent essentiellement le même type d'information et font état du même niveau de coûts. Au fil du temps, nous avons créé une banque d'information qui permet de comparer les coûts relatifs de travaux de forage ou d'études sismiques semblables. Nous avons une banque de données qui nous permet de faire des comparaisons concernant les demandes de subventions.

Si l'information qui nous est soumise semble différer de celle que contient la banque de données, nous demandons alors des renseignements additionnels ou consultons d'autres personnes qui travaillent dans des régions semblables. Si, après nous ne sommes pas encore satisfaits, nous pouvons facilement demander une évaluation préliminaire de la demande avant que tout paiement ne soit effectué, de sorte qu'une bonne vérification est effectuée avant même l'envoi du chèque.

Une fois que les demandes ont été étudiées, nous en choisissons périodiquement un certain nombre pour les soumettre à des vérifications comptables. Les demandes sont sélectionnées au hasard de façon que l'échantillon englobe une importante proportion des subventions accordées et soit assez représentatif

[*Text*]

applications so that we assure ourselves of some discipline in the process.

**The Chairman:** Is that auditing done by in-house auditors?

**Mr. Penney:** Yes.

**The Chairman:** You receive no assistance from Revenue Canada?

**Mr. Penney:** No, we do all of our own auditing.

**The Chairman:** How many auditors do you have on staff?

**Mr. Penney:** I believe we have 40 auditors on staff.

**The Chairman:** And they are all in house?

**Mr. Penney:** They are split between Ottawa and Calgary.

**The Chairman:** Have you had occasion to refer any case to the Commercial Crime Division of the Royal Canadian Mounted Police?

**Mr. Penney:** We have referred one case to the Commercial Crime Division of the RCMP.

**The Chairman:** Senator Lucier?

**Senator Lucier:** One per cent means different amounts to different people. What was the total amount of money spent in 1983?

**Mr. Penney:** Approximately $1.6 billion.

**Senator Lucier:** So one per cent of $1.6 billion is not exactly chicken feed.

**Mr. Penney:** No, it certainly is a great deal of money.

**Senator Lucier:** As you said, Mr. Chairman, it does not sound like a big problem when you say it quickly, but it sounds to me to be a big problem. What recourse do you have? If you find somebody is doing something you do not think he should be doing do you have any recourse of getting the money back or putting him in a cage so that he can only look out for a while.

**Mr. Penney:** Yes, there are extensive powers under the legislation for going after any incentives that may have been overpaid.

When I referred to the one per cent, I believe I used the expression "well under one per cent." I cannot give you a more precise figure, but avoiding the use of percentages, if I had to come up with a figure in dollars and cents, it would be in the tens of thousands as opposed to the millions.

We are very conscious of anything of that sort because that would certainly have a major impact on PIP and we would not want to have such practices become prevalent, but in anybody's estimation at the moment it could not be considered to be a major problem.

**Mr. Lazar:** Mr. Chairman, though the amounts in relative terms are not great, in the one instance Mr. Penney referred to regarding seismic activity, that was the subject of a very extensive investigation by the organization in terms of pre-audit

[*Traduction*]

des divers types de demandes pour que le processus témoigne d'une certaine rigueur.

**Le président:** Ces vérifications sont-elles effectuées par vos propres vérificateurs?

**M. Penney:** Oui.

**Le président:** Vous ne recevez aucune aide du personnel de Revenu Canada?

**M. Penney:** Non, nous faisons nous-mêmes toutes nos vérifications.

**Le président:** Combien de vérificateurs avez-vous à votre service?

**M. Penney:** Je crois que nous en avons 40.

**Le président:** Sont-ils tous à l'administration centrale?

**M. Penney:** Ils sont répartis entre Ottawa et Calgary.

**Le président:** Avez-vous déjà renvoyé un cas à la Direction des infractions commerciales de la Gendarmerie royale du Canada?

**M. Penney:** Nous avons renvoyé un cas à la Direction des infractions commerciales de la GRC.

**Le président:** Sénateur Lucier?

**Le sénateur Lucier:** Un pour cent, cela ne représente pas le même montant pour tout le monde. A combien se chiffre le total des subventions accordées pour 1983?

**M. Penney:** A environ 1,6 milliard de dollars.

**Le sénateur Lucier:** Alors, 1p. 100 de 1,6 milliard, c'est loi d'être une bagatelle.

**M. Penney:** C'est effectivement beaucoup d'argent.

**Le sénateur Lucier:** Comme vous l'avez vous-même dit, monsieur le président, le problème ne semble pas très important quand on le mentionne rapidement, mais à mon avis, c'est un problème important. Que pouvez-vous faire pour y remédier? Quand vous découvrez que quelqu'un abuse du programme, pouvez-vous l'obliger à rembourser les fonds ou prendre d'autres mesures contre lui?

**M. Penney:** Oui, la loi nous confère de vastes pouvoirs pour recouvrer toute subvention qui aurait été versée en trop.

Quand j'ai parlé d'une proportion de 1 p. 100, je crois bien avoir dit qu'il s'agissait d'une proportion bien inférieure à 1p. 100. Je ne puis vous donner de chiffre plus précis, mais à défaut de pouvoir exprimer en pourcentage la somme en cause, je dirais qu'elle se chiffre en dizaines de milliers de dollars plutôt qu'en millions.

Nous sommes très conscients des abus de ce genre, puisque ceux-ci ne manqueraient pas d'avoir d'importantes répercussions pour PESP et nous ne voudrions certainement pas que de telles pratiques deviennent la norme, mais personne ne peut dire, à l'heure actuelle, qu'il s'agit d'un problème majeur.

**M. Lazar:** Monsieur le président, bien que les montants en cause ne soient relativement pas très importants, le cas du projet concernant l'activité sismique auquel M. Penney a fait allusion a été soumis à une enquête exhaustive, notamment à une

[*Text*]

assessments, and so forth. So, it is taken very seriously, whatever the amount of money involved.

**Senator Lucier:** So anyone who has any idea of doing this should know that it could be an expensive ride for them.

**Mr. Penney:** We certainly intend to make it an expensive ride for them.

**The Chairman:** You have a set of regulations which you call "adjustment rules" which have been designed to ensure that the benefits accruing from the program do not flow through to the multinationals. However, to the extent that farm-in agreements and other agreements within the industry follow the ordinary industry practice, these rules would not apply. I am wondering if you might have any indication of how much of the $1.6 billion in 1983 flowed through to the foreign-controlled companies.

**Mr. Penney:** By definition, Mr. Chairman, nothing.

**The Chairman:** Nothing?

**Mr. Penney:** By the definition that you have used, but let me amplify on that. The foreign-controlled firms are entitled to a 25 per cent incentive for exploration expense incurred in the frontier areas. That does not come under the adjustment rules in any way, shape or form; so that is a given. The various farm-in arrangements that we have examined have been almost uniform in at least meeting the criteria that we have set out as the minimum for eligibility in our regulations. In some cases, the Canadian participants have, by negotiation, improved on those formulae. As an example, in order to qualify, depending on the area in the frontiers, there is a definition of a minimum land block. In a number of farm-in agreements, the Canadian participant has negotiated a larger land area than the minimum land block that is called for under our regulations.

**The Chairman:** Mr. Penney, you did not answer my question. I am wondering if you can give me a percentage of that $1.6 billion that flowed through to foreign-owned companies by way of farm-in agreements.

**Mr. Penney:** We will have to work out that type of information. With respect to the amount of money that the Canadian farm-ins have spent on land, I will have to supply that information because I do not have it readily at hand. It would be a significant amount.

**Mr. Lazar:** Perhaps, Mr. Chairman, if we are going to try to do that analysis, I should point out that a typical situation in the frontier these days is that the person with the land is a foreign-controlled company. That is not always the case but that is typically the case. That land, presumably, has some value. In the process of negotiating a farm-out deal they do a standard two-for-one deal which is very common, as you are aware for wildcat wells, so that will happen is the Canadian will pay 100 per cent of the exploration cost to get a 50 per cent interest in the land. It is probably a matter of interpretation as to whether, if the federal government pays an 80 per cent grant to the Canadian, some of that is benefiting the foreigner or not. You could say the foreigner is putting on the table the

[*Traduction*]

vérification préalable. C'est donc dire que les cas de ce genre sont pris au sérieux, quel que soit le montant en cause.

**Le sénateur Lucier:** Alors, quiconque songerait à abuser du programme de cette façon devrait être conscient qu'il pourrait lui en coûter cher.

**M. Penney:** Nous avons certes l'intention de veiller à ce qu'il lui en coûte cher.

**Le président:** Vous avez un ensemble de règles dites «de rectification» qui visent à faire en sorte que les subventions accordées en vertu du programme ne se retrouvent pas dans les coffres des multinationales. Toutefois, dans la mesure où les ententes de prise d'intérêt et les autres ententes dans le secteur suivent les pratiques courantes, ces règles ne s'appliquent pas. Pourriez-vous nous dire à peu près dans quelle proportion les sociétés sous contrôle étranger ont bénéficié des 1,6 milliard de dollars consentis en 1983.

**M. Penney:** Par définition, monsieur le président, rien.

**Le président:** Rien?

**M. Penney:** En effet, de par la définition que vous avez utilisée. Mais permettez-moi de vous donner des précisions: les entreprises sous contrôle étranger ont droit à une subvention de 25p. 100 au titre des dépenses d'exploration dans des régions inexploitées. Or, cette subvention n'est assujettie d'aucune façon aux règles de rectification. Les diverses ententes de prise d'intérêt que nous avons examinées se conformaient presque toutes, au moins, aux critères d'admissibilité minimum prévus dans nos règlements. Dans certains cas, les participants canadiens ont même négocié des accords qui dépassaient ces critères. Ainsi, pour que les frais d'exploration soient admissibles, les ententes doivent porter sur une superficie minimale qui varie selon les régions. Dans plusieurs ententes de prise d'intérêt, le participant canadien a négocié pour que les activités s'étendent sur une superficie supérieure au minimum requis par nos règlements.

**Le président:** Monsieur Penney, vous n'avez pas répondu à ma question. Pouvez-vous me dire quel pourcentage des 1,6 milliard de dollars est parvenu à des entreprises sous contrôle étranger en vertu d'ententes de prise d'intérêt.

**M. Penney:** Nous allons devoir faire des calculs pour vous renseigner là-dessus. Pour ce qui est des dépenses effectuées sur des terres par des prises de possession canadiennes, je vous fournirai ce renseignement plus tard, car je ne l'ai pas ici. Le montant est considérable.

**M. Lazar:** Si nous voulons nous livrer à ce genre d'examen, monsieur le président, il convient de préciser que, de nos jours, les terres pionnières sont généralement la propriété de sociétés sous contrôle étranger, bien que ce ne soit pas toujours le cas. Ces terres ont, vraisemblablement, une certaine valeur. Or, les accords de cession d'intérêt négociés par ces sociétés prévoient généralement, comme vous le savez, une participation à raison de deux pour un dans le cas de puits de recherche, de sorte que l'entreprise canadienne débourse 100 p. 100 des coûts d'exploration en échange d'une participation de 50 p. 100 dans les terres. C'est sans doute une question d'interprétation de savoir si, quand le gouvernement fédéral accorde une subvention de 80 p. 100 à l'entreprise canadienne, une partie de ces fonds ne

[*Text*]

value of the lands and that is his contribution. The Canadian is contributing the exploration expense wherein the Canadian government is helping the Canadian to do it. In the numbers that you are seeking, are you wanting us to infer that the contribution by the Canadian-controlled firm does not match that of the foreign-controlled firm in terms of the value of the land that he is putting on the table? Are you following what I am saying?

**The Chairman:** I am following exactly, but what I want you to tell me is whether all the incentive payments flowed through to the foreign-owned company.

**Mr. Lazar:** Our understanding from the beginning of the program is that it is a norm in the industry for wildcat arrangements to have a two-for-one deal. Someone has the land, and, if the land looks attractive to somebody else and the other person wants to farm in, the farmee is contributing his dollars and the farmer is contributing the value of the land, but the deals that have been struck on the frontier for wildcat wells, by and large, have been standard two-for-one deals. In that sense the Canadian is putting in his value and the foreigner is putting in his value which is the land and, therefore, if you accept that logic, then we would say that the benefit is not flowing through to the foreign-controlled firm but the benefit is resting with the Canadian-controlled firm.

**The Chairman:** Except that the foreign-controlled firm is the operator of the farm-in agreement.

**Mr. Lazar:** He may be the operator in some instances but—

**The Chairman:** He is the operator in most instances.

**Mr. Lazar:** The farmer and the operator are frequently the same but they are not always the same. I want to provide you with the information but I am not sure how to get at it. I am not sure what you are driving at.

**The Chairman:** Would it be possible, that company A, as a foreign-owned company put up the land to company B, a Canadian company with an 80 per cent COR rating? Company A will operate the land and company B in consideration of putting up its PIP grants—its incentive payments—earns a 50 per cent interest in the lands.

**Mr. Lazar:** That is a very normal scenario.

**The Chairman:** Is it very normal?

**Mr. Lazar:** Yes.

**The Chairman:** In consideration of the Canadian company putting up its 80 per cent, which is the Canadian people, he earns a 50 per cent interest in the lands?

**Mr. Lazar:** That is correct.

**The Chairman:** And the foreign-owned company has an evaluation done on its land?

**Mr. Lazar:** That is correct.

[*Traduction*]

profite pas à la société étrangère. On pourrait dire que la valeur des terres à exploiter constitue l'apport de la société étrangère. L'entreprise canadienne assume pour sa part, les dépenses d'exploration, que le gouvernement canadien contribue à financer. En nous demandant ces chiffres, voulez-vous laisser entendre que l'apport de l'entreprise canadienne ne correspond pas à celui de la société sous contrôle étranger, lequel équivaut à la valeur des terres à exploiter? Suivez-vous mon raisonnement?

**Le président:** Je vous suis parfaitement, mais ce que je cherche à savoir, c'est si la totalité des subventions ont fini pas profiter à la société étrangère.

**M. Lazar:** Nous étions conscients dès le début du programme qu'il était d'usage dans l'industrie de prévoir une participation à raison de deux pour un dans les ententes relatives au forage de recherche. Les terres appartiennent à quelqu'un et, si quelqu'un d'autre estime qu'il serait à son avantage de prendre un intérêt sur ces terres, ce dernier participe aux frais d'exploration, tandis que la valeur des terres constitue l'apport du propriétaire, mais les accords relatifs au forage de recherche dans les régions peu exploitées ont presque toujours été basés sur une participation à raison de deux pour un. Ainsi, l'entreprise canadienne apporte les fonds et la société étrangère, la valeur des terres, de sorte que, si l'on accepte cette prémisse, les subventions ne se retrouvent pas dans les coffres de la société étrangère, mais demeurent dans ceux de l'entreprise canadienne.

**Le président:** Sauf que la société étrangère se trouve à être l'exploitant en vertu de l'accord de prise d'intérêt.

**M. Lazar:** Il peut être l'exploitant dans certains cas, mais . . .

**Le président:** Il est l'exploitant dans la plupart des cas.

**M. Lazar:** Le propriétaire est souvent aussi l'exploitant, mais ce n'est pas toujours le cas. J'aimerais vous fournir les renseignements que vous demandez, mais je ne sais trop comment m'y prendre. Je ne suis pas sûr de savoir où vous voulez en venir.

**Le président:** Est-il possible qu'une société étrangère A puisse fournir des terres à une société canadienne B ayant un taux de propriété canadienne de 80 p. 100? La société A exploite les terres, tandis que la société B obtient, en échange des subventions qui lui sont accordées en vertu du PESP, une participation de 50 p. 100 aux bénéfices réalisés.

**M. Lazar:** C'est là un scénario très normal.

**Le président:** Est-il très normal?

**M. Lazar:** Oui.

**Le président:** En échange des subventions auxquelles lui donne droit son TPC de 80 p. 100, l'entreprise canadienne, autrement dit, le peuple canadien, obtient une participation de 50 p. 100 aux bénéfices?

**M. Lazar:** C'est juste.

**Le président:** Et la société étrangère fait faire une évaluation de ces terres.

**M. Lazar:** Exactement.

[*Text*]

**Senator Kirby:** To follow on from what you said, Mr. Chairman, to go back to something that I was asking before, you indicated from your comments that essentially all your money is going into the exploration side of your program and not the development side. Is that correct?

**Mr. Lazar:** Over 99 per cent.

**Senator Kirby:** If that is the case and if it required incentives of the magnitude that are being used under the program to get Canadian companies to explore, following along the point that the chairman was making, and if ultimately, one proceeds to the development phase, and if one wants Canadian companies to be involved in the development phase, is it likely to follow that incentive programs of some similar order of magnitude are going to be required; or are we going to wind up in situation of, effectively, what the chairman was alluding to, in which once we get to the development phase the development will be done by foreign-owned firms rather than by Canadian-owned firms? Essentially, what I am asking is, if it requires expenditures of this magnitude to enable Canadian companies to get into exploration, will they not require a similar substantial incentive program in order to stay in the game in the development phase? If so, that seems to have interesting implications for the fiscal framework for the years to come, even assuming that the exploration program was capped or phased down.

**Mr. Penney:** Mr. Chairman, as I indicated earlier, this is an area that I feel warrants a great deal more study. I do not think we have a ready answer to that question at the moment, but there are some factors that stand out immediately. First, the Canada Oil and Gas Lands Act requirement is that to proceed into the production licence, the consortium must be at least 50 per cent owned.

**Senator Kirby:** I think you mean 50 per cent Canadian owned.

**Mr. Penney:** Yes, 50 per cent Canadian owned. Secondly, the Canadian participants throughout the exploratory phase have, first of all, earned their interest in the lands and, secondly, have discovered resources so that the oil or gas in the ground becomes a significant asset of that organization, which certainly enhances their ability to raise capital. In the volumes we are talking about in the frontier, this is a very significant incremental increase in equity.

Thirdly, we have at the moment a 20 per cent incentive for the development phase for the high COR Canadian. As to whether or not additional incentives may be required to sustain the Canadian participation at that level, I do not have the answer.

**Senator Kirby:** I raise the question because it seems to me of fundamental importance, given the overall objectives of the NEP. Canadianization is one of the three objectives of the NEP, and if the objective is to have Canadianization at all levels within the industry, which I presume is the case, it wants looking at. It seems to me one could make a stronger statement

[*Traduction*]

**Le sénateur Kirby:** Pour faire suite à ce que vous disiez, monsieur le président, et pour revenir à une question que je posais tout à l'heure, vous avez dit que tous les fonds dont vous disposez sont affectés aux activités d'exploration et non pas aux activités de mise en valeur, n'est-ce pas?

**M. Lazar:** A plus de 99 p.100, oui.

**Le sénateur Kirby:** Si tel est le cas, et s'il faut des subventions de l'ordre de celles qui sont consenties en vertu du programme pour inciter les entreprises canadiennes à se livrer à des activités d'exploration, et si, pour faire suite à ce que disait le président, nous voulons, au bout du compte, que les entreprises canadiennes participent à l'étape de la mise en valeur, croyez-vous qu'il nous faudra prévoir des mesures d'encouragement aussi importantes que le PESP ou, quand viendra le moment d'entreprendre l'exploitation, devrons-nous nous résigner à voir les entreprises canadiennes céder la place aux sociétés étrangères? Autrement dit, s'il faut des débours aussi importants pour permettre aux entreprises canadiennes d'entreprendre des travaux d'exploration, ne serons-nous pas obligés de prévoir un programme d'encouragement tout aussi important pour les inciter à persévérer jusqu'à l'étape de l'exploitation Auquel cas, il y aurait sans doute des répercussions intéressantes en ce qui concerne l'échéancier fiscal des années à venir, même en supposant que l'on mette fin ou que l'on supprime graduellement le programme d'exploration.

**M. Penney:** Monsieur le président, comme je l'ai indiqué tout à l'heure, j'estime que cette question devra faire l'objet d'un examen beaucoup plus approfondi. Nous n'avons pas pour le moment de réponse toute faite, mais nous pouvons néanmoins dégager certains facteurs. Premièrement, en vertu de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canda, un consortium ne peut obtenir un permis pour passer à l'étape de la production qu'à condition d'avoir un taux de propriété de 50 p. 100.

**Le sénateur Kirby:** Vous voulez dire un taux de propriété canadienne.

**M. Penney:** Oui, un taux de propriété canadienne de 50 p. 100. Deuxièmement, tout au long de l'étape de l'exploration, les participants canadiens ont, d'une part, obtenu la partie des bénéfices qui leur revenait et, d'autre part, découvert des ressources pétrolières ou gazières qui constituent un apport non négligeable à leur actif et qui améliorent certainement leurs chances d'obtenir des capitaux. Compte tenu du volume en cause dans les régions pionnières, leur avoir en est considérablement accru.

Troisièmement, nous accordons à l'heure actuelle des subventions de 20 p. 100 au titre des travaux de mise en valeur d'entreprises canadiennes à TPC élevé. Quant à savoir s'il faudra accorder des subventions plus importantes afin de maintenir la participation canadienne à ce niveau, je ne puis donner de réponse.

**Le sénateur Kirby:** Si je soulève la question, c'est parce qu'elle me paraît d'une importance fondamentale à la lumière des objectifs globaux du P.E.N. La canadianisation figure parmi les trois objectifs du P.E.N. et, si c'est effectivement la canadianisation que l'on recherche à tous les niveaux du secteur, c'est sans doute une question qui mérite d'être étudiée

[*Text*]

than that because, otherwise, one could wind up in a situation where, in effect, public funds have been used substantially to help the exploration phase and to help Canadian companies in exploration. But one is faced with the dilemma, in the future: Do you want to maintain that rough level of Canadian involvement, in which case substantial public funds are required? Are we going to be required to back off to the extent that we are left with a situation where the development phase is largely, once again, non-Canadian?

I get the impression from you that, while you recognize it is an issue, no one is seriously looking at that question. As long as you keep having this success rate you are having, you have a lot of time to look at it, but some of us might hope that the problem would arise sooner rather than later.

**Mr. Penney:** I will call on Dr. Good in a moment. Much will depend on the type of development that does, in fact, take place. As you heard from Mr. Taschereau yesterday, to the extent that we are talking about a huge mega-project type of situation, such as might be contemplated to come on stream in Hibernia in the early nineties, your comments are very pertinent. However, to the extent that development can be staged in relatively small increments, then the process might be more amenable to more Canadians participating at the development stage.

**Senator Kirby:** I might say I am glad you mentioned Hibernia because Senator Kelly constantly tells me never to mention anything in relation to the east coast, and I have studiously avoided that.

**Dr. Good:** I want to make two points. One is that the comment you made just a moment ago is, in fact, true—the timing of that problem is considerably in the future. The two main projects we are talking about right now are Hibernia and Venture. Those are projects which will likely go on stream towards the end of this decade or in the next decade.

Those have participants which are all major. Hibernia includes Mobil, Gulf and Petro-Canada. Venture includes Mobil, Texaco and Petro-Canada, and it is not likely that those are the kinds of companies that will have very much difficulty financing the development of those projects.

When you talk about the difficulties that small companies have in financing projects, you are talking about discoveries—perhaps, some of the significant discoveries that Mr. Penney mentioned—which are not yet commercial but which may become commercial, and which are not likely to come into production until well into the 1990s. You are talking about a problem that may emerge 10 or 12 years from now. I am not entirely sure that we necessarily have to resolve that particular problem in the next six months or one year. Nevertheless, we will look at it.

The second point I would like to make is that there is a fundamental difference between the kind of assistance that Canadian companies might need at that point for development and the kind of assistance that they need at the exploration stage. At the exploration stage it is quite possible that the funds are on dry holes, and those are expenditures which we

[*Traduction*]

attentivement. Il me semble qu'il faudrait prendre position de façon plus catégorique; car, après avoir injecté des fonds publics pour favoriser l'étape de l'exploration et aider les entreprises canadiennes à y participer, il se peut que nous nous trouvions face à un dilemme. Faut-il maintenir le niveau actuel de participation canadienne, auquel cas d'importantes injections de fonds publics seront nécessaires, ou bien revenir en arrière, de sorte que la majorité des activités d'exploitation serait, encore une fois, entre les mains d'entreprises étrangères.

J'ai l'impression, en vous écoutant, que, même si vous reconnaissez l'existence du problème, personne ne s'en occupe sérieusement. Tant que vous réussissez aussi bien qu'à l'heure actuelle, vous avez tout le temps de vous en préoccuper, mais certains d'entre nous espérons peut-être que le problème se pose plus tôt au lieu de plus tard.

**M. Penney:** Je vais demander à M. Good de prendre la parole dans un moment. Tout dépend, dans une grande mesure, de la nature du projet de mise en valeur. Comme l'a dit M. Taschereau hier, dans le cas d'un immense méga-projet, comme celui d'Hibernia qui pourrait être mis en exploitation au début des années 90, vos observations sont des plus pertinentes. Cependant, dans la mesure où la mise en valeur peut être effectuée de façon très progressive, le processus serait davantage susceptible de favoriser une participation canadienne plus élevée.

**Le sénateur Kirby:** Je suis content que vous ayez mentionné le projet Hibernia, parce que le sénateur Kelly m'enjoint constamment de ne jamais mentionner quoi que ce soit qui a trait à la côte est, et j'ai pris soin de l'obliger.

**M. Good:** Je voudrais faire deux observations. Premièrement, vous aviez tout à fait raison de dire tout à l'heure que le problème ne se présentera en fait que dans un avenir assez lointain. Les deux principaux projets qui nous concernent à l'heure actuelle sont Hibernia et Venture. Ces deux projets seront sans doute mis en exploitation d'ici la fin de la décennie ou au cours de la prochaine décennie.

Or, les participants sont tous d'importantes entreprises: Mobil, Gulf et Petro-Canada dans le cas d'Hibernia, et Mobil, Texaco et Petro-Canada dans le cas de Venture. Il y a donc peu de chances que ces entreprises aient des difficultés à financer la mise en valeur de ces projets.

Quand vous parlez des difficultés qu'éprouvent certaines petites entreprises à financer des projets, il s'agit de découvertes—peut-être de certaines des importantes découvertes auxquelles M. Penney a fait allusion—qui ne sont pas encore exploitées à l'échelle commerciale, mais qui pourraient l'être, et qui ne pourront être mises en production que dans le courant des années 1990. Vous parlez d'un problème qui pourra se poser dans dix ou douze ans, et je ne suis pas persuadé qu'il nous faille le résoudre d'ici six mois ou un an. Nous allons cependant l'examiner.

Deuxièmement, il y a une différence fondamentale entre le type d'aide dont les entreprises canadiennes auront besoin à l'étape de la mise en valeur et celle dont elles ont besoin pour l'exploration. Or, à l'étape de l'exploration, il est bien possible que les fonds soient affectés à des activités improductives, et les dépenses à ce titre sont financées, en partie, par les subven-

[*Text*]

finance, in part, through grants. At the development stage, presumably the project is profitable and the returns to the Canadian company participating are sufficient for it to cover those development costs and make a profit as well; otherwise, the project would not proceed.

The issue, therefore, is one of financing, and the kind of problem you describe is one of a large project relative to a small company—the difficulty of obtaining loans. The small company does not want to be in a situation where it bets the whole company, or where the bank feels the company is too small to give it a loan of such a size. It has nothing to do with the inherent profitability of the project or the ability of the project to generate revenues to pay loans.

All of this is a longwinded way of saying that what we might be talking about at the development stage of small Canadian companies is loan guarantees, but not necessarily anything that involves direct subsidies or concessions as such to those companies. It is a fundamentally different problem at the development state than at the exploration stage.

**Senator Kirby:** I cannot resist commenting that loan guarantees are contingent liabilities and, under the method of the fiscal framework, the fact is that that is an expenditure even if it is not an expenditure in cash. It has to be taken into account.

The second observation I would make is that, when you talk about the 1990s, the next fiscal framework runs into 1990. The current one ends in 1989. While 1990 sounds like a long time away, it seems to me that, when you are doing five-year planning, it is not as far away as it sounds to a lot of us. My concern is that that problem may drift up on us without anyone ever having looked at it.

I would also be concerned about moving into the area of a loan guarantee contingent liability problem which, I think it is fair to say, has caused some difficulty in other industries in Canada.

**Dr. Good:** I wouldn't want to suggest that loan guarantees are the only option, since I am sure there are others, but I did want to point out that there is a difference in the nature of the financing problem.

**Senator Kirby:** I agree there may be a difference in the needs, in terms of the impact on government, but in terms of government expenditures it is not significant.

**The Chairman:** With respect to Hibernia and Venture, will they require 50 per cent Canadian ownership in view of the fact that they were pre-NEP discoveries?

**Dr. Good:** Yes, they will.

**Senator Thériault:** I have listened very carefully to your comments and to Senator Kirby's question, and I am at a loss to understand why you would put the two projects or programs in the same category as drilling programs. It seems to me, if I am a Canadian operator and have farmed-in and own 50 per cent of a discovery that has proven 200 million barrels, and

[*Traduction*]

tions que nous accordons. A l'étape de la mise en valeur, par contre, le projet est vraisemblablement rentable, et les bénéfices qu'en retire l'entreprise canadienne qui y participe sont suffisants pour lui permettre de couvrir les coûts d'exploitation et de réaliser un profit; sinon, le projet serait abandonné.

Il s'agit donc d'une question de financement, et le genre de problème dont vous parlez se présenterait dans le cas d'une petite entreprise qui participerait à un projet d'une certaine ampleur et qui aurait de la difficulté à obtenir les prêts nécessaires. La petite entreprise ne veut pas, de son côté, engager tout son avoir, tandis que la banque, elle, estime que l'entreprise est de trop petite taille pour lui accorder un prêt de cette importance. Tout cela n'a rien à voir avec le potentiel de rendement du projet ni avec sa capacité de produire des recettes suffisantes pour rembourser les prêts.

Tout cela pour dire qu'il conviendrait peut-être, à l'étape de la mise en valeur, d'accorder aux petites entreprises canadiennes des garanties d'emprunt, sans nécessairement leur consentir des subventions directes ni des dégrèvements. Le problème est tout à fait différent selon qu'il s'agit de l'étape de l'exploration ou de la mise en valeur.

**Le sénateur Kirby:** Je ne peux résister à la tentation de dire que les garanties de prêt sont des pertes éventuelles et qu'en vertu du régime fiscal il s'agit d'une dépense, même si elle n'est pas effectuée en espèces.

J'aimerais également signaler, à propos des années 1990, que le prochain régime fiscal s'appliquera. Celui qui est actuellement en vigueur prendra fin en 1989. Bien que les années 1990 semblent très éloignées, il me semble que, lorsqu'on établit un plan quinquennal, on voit qu'elles ne sont pas aussi lointaines qu'elles le paraissent à la plupart d'entre nous. J'ai bien peur que le problème se pose sans que quiconque ait même eu le temps d'y penser.

J'aurais peur également que nous ne créions un problème, une dette éventuelle, qui a causé, je crois qu'il est juste de le dire, des problèmes dans d'autres secteurs industriels au Canada.

**M. Good:** Je ne voudrais pas laisser croire que les garanties de prêt sont la seule option, car je suis convaincu qu'il y en a d'autres. Je tiens à souligner que le problème de financement est d'une autre nature.

**Le sénateur Kirby:** Je conviens qu'il peut exister une différence dans les besoins, en ce qui concerne l'effet sur le gouvernement. Mais pour ce qui est des dépenses gouvernementales, elle n'est pas très importante.

**Le président:** Dans le cas d'Hibernia et de Venture, le taux de propriété canadienne devra-t-il être de 50 p. 100, étant donné que ces réserves ont été découvertes avant la mise en œuvre du Programme énergétique national?

**M. Good:** Oui. Il devra l'être.

**Le sénateur Thériault:** J'ai écouté très attentivement vos observations ainsi que votre réponse à la question du sénateur Kirby et je n'arrive pas à comprendre pourquoi vous placeriez les deux projets dans la même catégorie en tant que programmes de forage. Si j'étais exploitant canadien et amodiataire de la moitié d'un puits qui a produit deux cents millions de barils

[*Text*]

that 200 million barrels is worth X number of dollars, that that would not be the major reason for financing by anyone, that is, to bring those projects into production.

I understand the main purpose of the PIP was to send people out to drill holes to find out what was there. Many of those wells are dry and, obviously, no one will finance them. However, once a discovery is made, I fail to recognize the same concern about public expenditures in the production and development state. I fail to understand your reasoning.

**Dr. Good:** The fact is that the banks do not take quite as positive a view. While the company may see a reserve of 200 million barrels, and it is authenticated and should be the basis on which the banks would provide financing for the project to go ahead, in fact the banks tend to be cautious; and the argument is made that the banks will very seldom project-finance in the fundamental sense of the word. That is, a Canadian company could not, strictly on the basis of those assets in the ground, obtain sufficient financing to fund that development without recourse to other than the assets of the project.

**Senator Thériault:** I wonder how Dome ever got the $5 billion from the bank.

**The Chairman:** What is the ratio of the cost of finding a barrel of oil and lifting it? I can do it on the Western Basin. Do we have any handle on it with respect to frontier?

**Dr. Good:** I will ask Mr. Lazar to reply to that question.

**Mr. Lazar:** Finding costs are low. They tend to be perhaps $2-3 per barrel. It varies from one region to another. In some areas it may be $1.50 or $2. So they are low. The question is whether we can find enough of a resource in one spot. The finding costs themselves are very low. Clearly the costs of either production or transportation are 90 per cent or more of the costs of bringing frontier hydrocarbons to market.

**The Chairman:** So it costs $2 per barrel to find it and $18 to lift it. If I am there only because of PIP for the $2, then I will have trouble finding the $18.

**Senator Thériault:** I do not understand it. It's the same as if you plant 200 acres of wheat.

**Mr. Penney:** The $2 finding cost is usually related the cost of the particular hole that discovers the resource. I am not sure if it takes into account finding rates. Yes, it does. It takes in dry holes as well.

**The Chairman:** I want to open one area which I perceive may be the cause of conflict between your administration and COGLA. COGLA, or that division of it with respect to Canadian benefits, is dedicated to getting the most Canadian benefits it can out of every dollar spent on production; whereas, I would suspect, you are more interested in doing things the cheapest possible way in order to save the PIP grants. Is there not a possibility of conflict between you and COGLA, and, if so, how do you resolve that?

[*Traduction*]

et que deux cents millions de barils valent tel montant, il me semble que ce ne serait pas la principale raison du financement par quiconque, je parle du démarrage de la production de ces puits.

Si je comprends bien, l'objectif principal du PESP était d'effectuer des opérations de forage dans le but de repérer des réserves. Une bonne partie de ces puits éaient secs et, de toute évidence, personne ne les financera. Toutefois, lorsqu'on fait une découverte, je ne constate plus autant d'hésitations quant à l'utilisation éventuelle des fonds publics pour la production et l'exploitation. Je n'arrive pas à comprendre votre raisonnement.

**M. Good:** Le fait est que les banques n'ont pas une attitude aussi positive. Bien que l'entreprise puisse repérer un gisement de 200 millions de barils, une réserve prouvée, et que cette dernière serve de fondement au financement du projet, les banques ont tendance à être prudentes. On soutient qu'elles acceptent très rarement de financer un projet au sens strict du mot. Cela veut dire qu'une entreprise canadienne ne pourrait, en faisant valoir strictement les réserves du sol, obtenir un financement lui permettant d'entreprendre l'exploitation sans recourir à un autre élément que la valeur du projet.

**Le sénateur Thériault:** Je me demande comment Dome a réussi à obtenir 5 milliards de dollars?

**Le président:** Pouvez-vous comparer le coût de la prospection à celui de l'extraction? Je peux le faire pour le bassin de l'Ouest. Avons-nous des données en ce qui concerne les régions pionnières?

**M. Good:** Je demanderais à M. Lazar de répondre à cette question.

**M. Lazar:** Les coûts de prospection sont faibles. Ils sont d'environ 2-3 $ le baril. Les coûts varient d'une région à l'autre. Il peut arriver que, dans certaines régions, ils se diffèrent à 1,50 $ ou 2 $. Ils sont donc peu élevés. La question est de savoir si nous pouvons trouver des ressources suffisantes à un seul endroit. Les coûts de prospection sont très faibles. Il est évident que les coûts de production et de transport représentent au moins 90 p. 100 des coûts de mise en marché.

**Le président:** Il en coûte donc 2 $ le baril pour le trouver, et 18 $ pour l'extraire. Si je n'y participe que pour les 2 $ et grâce au PSP, j'aurais du mal à trouver les 18 $.

**Le sénateur Thériault:** Je ne comprends pas. C'est la même chose que si vous ensemencez 200 acres de blé.

**M. Penney:** Les 2 $ correspondent habituellement aux dépenses engagées pour le puits précis où l'on découvre la ressource. Je ne suis pas sûr qu'on tienne compte du taux de prospection. Oui, il le fait. Il tient également compte des puits secs.

**Le président:** Je veux maintenant parler d'un domaine qui, selon moi, peut être une cause de conflit entre votre administration et l'APGTC. L'APGTC, ou la division de cette dernière qui s'occupe des avantages pour le Canada, s'évertue à obtenir pour le Canada le plus davantages possible pour chaque dollar consacré à la production, alors que vous, je suppose, êtes plus intéressés à ce que les choses soient faites de la façon la moins coûteuse possible pour entamer le moins possible les subventions du PESP. N'y a-t-il pas risque de conflits entre

[*Text*]

**Mr. Penney:** Certainly, in a theoretical sense, there is the potential for conflict there. But the two administrations work very closely together. I would have some considerable difficulty treating as ileligible a cost that was negotiated by another arm of government assuming the type of expense is itself an eligible expense under the law. That is the general stand that we take. So there is co-operation between the two administrations, and due consideration is given to the emphasis placed by our sister administration in terms of the requirements for Canada benefits.

**Mr. Lazar:** Perhaps I could add a word. My understanding of the COGLA regime is that they are in the business of trying to assist Canadian firms on the basis of Canadian firms being competitive, to give them a full and fair opportunity to compete for contracts. That implies that the contracts that the Canadians are looking for are competitive with alternative sources.

**The Chairman:** I am thinking now of the Beaufort. If an American company builds an $8 million drill ship and leases it to its Canadian company, who leases it down to the exploration company, who leases it to the farm-in, how do you arrive at a fair and equitable rental?

**Mr. Penney:** The process that is used varies slightly when one is talking about the Beaufort versus the east coast. Let us concentrate on the Beaufort area. The first analysis that we go through is the type of drilling program that is undertaken. The Beaufort area has a wide range of situations ranging from the onshore wells to the very shallow water, to the 60-metre depth, to very deep water. Obviously the type of drilling program that is chosen should take into account these very natural circumstances. For instance, in the very shallow water, one tends to get the artificial beach island construction, with a standard drill rig placed on it. In the deeper waters, one gets the heavier piece of drill ship, or similar type of equipment.

In terms of arriving at what is a reasonable cost of the piece of equipment, the area of the Beaufort is not what I would call a wide open market. There is no general marketplace to call upon. As a result, much of the equipment that is used is used on a non-arm's length basis, in that the operator, or the major company involved, acquires the piece of equipment and, through a subsidiary or holding company, leases it to the exploration arm.

The Income Tax Act has provided a specific formula for the charging of that cost through to the Canadian exploration expense pool; and essentially, depending on the nature of the equipment, that calls for either a 20 per cent amortization or 25 per cent amortization of that equipment.

That is a starting point that we use in terms of the analysis. From there we are also in a position to have information and advice from the various participants in the well as to whether or not they consider the cost to be reasonable, exhorbitant or somewhere in between. There is a fair dialogue that goes on between our administration and the industry as a whole in that regard.

[*Traduction*]

votre organisation et l'APGTC et, dans l'affirmative, comment résolvez-vous ce problème?

**M. Penney:** En théorie, il y a certainement une possibilité de conflits, mais les deux administrations travaillent en collaboration très étroite. J'aurais énormément de mal à considérer comme inadmissible un coût qui a été négocié par un autre service gouvernemental, tout eu supposant que le coût en soi est légal. C'est la position que nous adoptons. Une collaboration existe donc entre les deux administrations et nous tenons compte de l'importance que notre organisation-sœur accorde aux exigences relatives au taux de participation canadienne.

**M. Lazar:** Je pourrais peut-être ajouter un mot. D'après ce que je comprends, l'APGTC tente d'aider les entreprises canadiennes, eu supposant que celles-ci sont concurrentielles, afin de leur donner toutes les chances de soutenir la concurrence en ce qui a trait aux contrats. Cela signifie que les contrats que les Canadiens essaient d'obtenir sont concurrentiels par rapport aux autres sources.

**Le président:** Je pense maintenant à la mer de Beaufort. Si une société américaine construit un navire de forage pétrolier de 8 millions de dollars, le loue à bail à sa filiale canadienne, qui le loue à son tour à une société d'exploration, qui le loue à son tour à l'amodiataire, comment pouvez-vous obtenir un loyer juste et équitable?

**M. Penney:** Les choses diffèrent légèrement selon que l'on parle de la mer de Beaufort ou de la côte Est. Concentrons-nous sur la mer de Beaufort. Nous analysons tout d'abord le type de programme de forage qui s'applique. On retrouve dans la région de la mer de Beaufort des puits à terre et de hauts-fonds ainsi que des puits à 60 mètres de fond et dans l'eau très profonde. Il est évident que le type de forage choisi doit tenir compte de tous ces facteurs naturels. Par exemple, sur les hauts-fonds, on a tendance à construire des îles artificielles et à y placer des plates-formes de forage ordinaires. En eaux plus profondes, on recourt à des navires de forage ou à un bâtiment du même genre.

En ce qui concerne le coût raisonnable de l'équipement, la région de la mer de Beaufort n'a pas ce que j'appellerais un marché très concurrentiel. Il n'y a pour ainsi dire pas de marché. C'est ainsi que la plupart du matériel est loué à l'entreprise avec laquelle un lien de dépendance existe. Je veux dire que l'exploitant, ou la principale entreprise en cause, achète l'équipement et, par l'intermédiaire d'une filliale ou d'un holding, le loue à la société d'exploration.

La loi de l'impôt sur le revenu prévoit une formule précise pour l'imputation de ce coût aux frais d'exploration et d'aménagement au Canada. Selon la nature de l'équipement, un amortissement de 20 p. 100 ou de 25 p. 100 sur la nature de cet équipement est exigé.

Voilà notre point de départ pour l'analyse. A partir de là, nous sommes en mesure d'obtenir des renseignements et des conseils de divers participants, à savoir s'ils considèrent le coût raisonnable, exorbitant ou modéré. Le dialogue est assez bien établi entre l'Administration et l'industrie à cet égard.

[*Text*]

The final outcome is usually of a negotiated nature. It fits somewhere within the Income Tax regulations, or evidence is provided to us that this is a reasonable cost, bearing in mind the Income Tax regulations and what may be the custom elsewhere within the industry.

**The Chairman:** Would you know the cost?

**Mr. Penney:** Before the amounts are expended?

**The Chairman:** Do you know the cost of the equipment? Do you have any way of auditing the cost of the equipment? If you have a total cost of $4 billion, do you have any way of knowing—

**Mr. Penney:** Yes; we have extensive audit powers. Certainly one of the conditions that we might suggest to our minister for approval of a well costing more than $50 million is that we be given the authority to go in and examine the capital cost of the equipment.

**The Chairman:** Even if it came from Japan or the U.S.?

**Mr. Penney:** Yes.

**The Chairman:** I am interested in your 25 per cent amortization which means that in four years these exotic drilling ships and so forth will have been paid for. Is it conceivable that they could end up off the coast of Alaska or the Singapore Sea afterward?

**Mr. Penney:** It is conceivable. One factor that you might bear in mind is that this equipment operates in a very brutal environment in terms of ice, winds, wave action and so forth. Much of it is relatively new in design and some of it is yet unproven in terms of long-term durability.

**Mr. Dean Clay, Chief, Science and Technology, Research Branch, Library of Parliament:** Mr. Penney, you mentioned in your earlier remarks that in the second stage of exploration agreements, one of the options for your agency is to consider steering PIP grants on the basis of results achieved in the first round of exploration. I am sure that you are aware of the controversy that arises over drilling in Lancaster Sound. The Minister of the Environment testified before this committee that this was a biologically unique area and that perhaps consideration should be given to banning exploration activity in that region. We have also been given to understand that an exploration agreement has been signed for Lancaster Sound. Would your agency give any thought to steering PIP grants away from certain areas on the basis of environmental considerations?

**Mr. Penney:** Such a proposal would be difficult to fit within the legislation under which we operate. I believe it would be far more appropriate to have that considered under the COGLA legislation and regulations. I believe that Mr. Taschereau commented on that subject yesterday. I am not sure

[*Traduction*]

Le résultat final est habituellement négocié. Il respecte le règlement de l'Impôt sur le revenu, ou des preuves qui nous sont fournies montrent que le coût est raisonnable, compte tenu du règlement de l'Impôt sur le revenu et de ce qui se pratique ailleurs dans l'industrie.

**Le président:** En connaîtriez-vous le coût?

**M. Penney:** Avant que les montants soient augmentés?

**Le président:** Connaissez-vous le coût de l'équipement? Disposez-vous de moyens pour vérifier le coût de l'équipement? Si vos coûts s'élèvent au total à 4 milliards de dollars avez-vous une façon de savoir—

**M. Penney:** Oui, nous avons des pouvoirs de vérification très étendus. Une des conditions que nous pourrions proposer à notre Ministre pour l'approbation d'un puits qui coûte plus de 50 millions de dollars, c'est qu'on nous autorise à étudier l'affaire et à examiner les coûts d'immobilisation en équipement.

**Le président:** Même si celui-ci venait du Japon ou des États-Unis?

**M. Penney:** Oui.

**Le président:** Je m'intéresse à votre taux d'amortissement de 25 p. 100, qui signifie que, dans quatre ans, ces étranges navires de forage pétrolier et autres éléments seront payés. Peut-on penser les retrouver un jour au large des côtes de l'Alaska ou dans la mer de Singapour.

**M. Penney:** C'est tout à fait concevable. Il ne faut toutefois pas oublier que cet équipement est utilisé dans des conditions très dures, je pense, par exemple, à l'action des glaces, du vent, des vagues. La plupart de ces bâtiments sont assez récents et la durabilité à long terme de certains d'entre eux n'a pas encore été éprouvée.

**M. Dean Clay, chef, Division des sciences et de la technologie, Direction de la recherche, Bibliothèque du Parlement:** Monsieur Penney, vous avez signalé, dans vos remarques antérieures, qu'au cours de la deuxième étape des accords d'exploration, l'une des options qui s'offre à votre organisme consiste à orienter plus précisément les subventions du PESP en fonction des résultats obtenus au cours de la première série de travaux d'exploration. Je suis convaincu que vous êtes au courant de la controverse que provoquent les travaux de forage dans le détroit de Lancaster. Le ministre de l'Environnement est venu dire aux membres du Comité qu'il s'agit d'une région unique du point de vue biologique et qu'il faudrait peut-être songer à y interdire les travaux de prospection. Nous avons également entendu dire qu'un accord d'exploration avait été signé pour le détroit de Lancaster. Votre Administration étudierait-elle la possibilité de tenir les bénéficiaires de subventions accordées par le PESP à distance de certaines régions en invoquant des raisons environnementales?

**M. Penney:** Une telle proposition est difficilement compatible avec la loi que nous sommes tenus de respecter. Je crois qu'il serait beaucoup plus approprié d'étudier cette question en rapport avec la loi régissant l'APGTC et son règlement d'application. Je crois que M. Taschereau en a parlé hier. Je

[*Text*]

whether he said that there is an exploration agreement or that one was in the process of negotiation.

**Mr. Clay:** It is our understanding that the agreement is already in place.

**Mr. Lazar:** We have paid no PIP grants for wells drilled on the west coast of Canada. The point is that under the PIP Act it would be possible but under other authorities exploration has not been possible.

**Mr. Clay:** The Auditor General specifically suggested in his report that you assess the effectiveness of NEP funds invested in exploration incentives relative to conservation measures. Will that be part of your analysis which is to be completed by mid-1985?

**Mr. Lazar:** I think there has already been testimony to the effect that the department is conducting an ongoing review, and that review includes the whole range of programs. So as a necessary part of review we look at the extent to which we are achieving self-sufficiency objectives through demand reduction as opposed to supply programs.

**Mr. Clay:** I point out that by 1985 you will have spent approximately $5 billion on PIP grants. It will be interesting if your analysis shows that that investment would have been better made on conservation measures. I have a question with regard to the adjustment rules referred to earlier. I gather from you brief that if benefits flow from a Canadian controlled company to a foreign controlled firm through a deal which does not follow standard industry practice, these adjustment rules allow you to reduce a PIP payment to the eligible applicant, is that correct?

**Mr. Penney:** Yes.

**Mr. Clay:** Have you reduced the PIP funding of any eligible applicant on that basis?

**Mr. Penney:** Yes. Some agreements have not met the eligibility criteria but whether it was in the two-for-one category or in the minimum land block category, I do not know. Mr. Smith might have a better idea.

**Mr. R. Smith, Assistant Director General, Policy and Precedents, Petroleum Incentives Administration, Department of Energy, Mines and Resources:** There have been some minimal adjustments—I believe, more so in the provinces—with small participants. Traditionally with regard to the major farm-outs in the Canada lands, the rule of thumb by the participants is that they proceed with the deal on the basis that there will be full PIP incentives. Indeed, that is the purpose of requesting advance rulings and opinions from the administration, to ensure that the deal is constructed in such a fashion that it would warrant the maximum incentives.

**Mr. Clay:** How does the PIA go about determing that such an unauthorized flow of funds is occurring?

[*Traduction*]

ne suis pas sûr s'il a dit qu'un accord d'exploration existe ou qu'on est en train d'en négocier un.

**M. Clay:** D'après ce qu'on nous a dit, l'accord est déjà conclu.

**M. Lazar:** Nous n'avons accordé aucune subvention du PESP pour les puits forés sur la côte Ouest du Canada. En vertu de la Loi sur le programme d'encouragement du secteur pétrolier, l'exploration serait possible, mais il n'en a pas été de même en vertu d'autres lois.

**M. Clay:** Le vérificateur général a proposé dans son rapport que vous évaluez l'efficacité des fonds du PEN investis dans des mesures d'encouragement à l'exploration par rapport à celle des fonds investis dans la conservation de l'énergie. En sera-t-il question dans votre analyse qui doit être terminée d'ici au milieu de 1985?

**M. Lazar:** Je crois qu'un témoin a déjà dit que le Ministère procède à un examen permanent qui englobe un grand nombre de programmes. Il est indispensable à notre étude, de déterminer dans quelle mesure nous atteignons les objectifs d'autosuffisance par des programmes axés sur la réduction de la demande plutôt qu'en fonction de l'approvisionnement.

**M. Clay:** Je signale que d'ici à 1985 vous aurez versé environ 5 milliards de dollars en subventions du PESP. Il sera intéressant de voir si votre analyse n'indiquera pas que vous auriez plutôt dû investir dans la conservation de l'énergie. J'ai une question sur les règles de rectification dont il a été question plus tôt. Si je comprends bien votre mémoire, lorsque deux sociétés concluent un marché inhabituel, aux termes duquel une société contrôlée par des intérêts étrangers peut bénéficier d'avantages offerts à la société sous contrôle canadien, les règles de rectification vont permettre de réduire les subventions du PESP au demandeur admissible. Est-ce exact?

**M. Penney:** Oui.

**M. Clay:** Avez-vous pour cette raison, réduit la subvention du PESP à quelque demandeur admissible?

**M. Penney:** Oui. Certains marchés ne satisfaisaient pas le critère d'admissibilité, mais je ne saurais dire si c'était à cause du critère du rapport de deux contre un ou de celui de la surface minimale. M. Smith pourrait peut-être répondre à cette question.

**M. R. Smith, directeur général-adjoint, Politiques et décisions, Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Dans le cas de petits participants quelques ajustements mineurs ont été faits—je crois qu'ils sont plus nombreux dans les provinces. Règle générale, en ce qui concerne les importantes cessions d'intérêt sur les terres du Canada, les participants acceptent l'entente en comptant toucher le maximum de stimulants du PESP. De fait, c'est pourquoi on demande les conseils et les règles établies à l'avance par l'Administration: soit de s'assurer que l'entente est conclue de manière à garantir le maximum de stimulants.

**M. Clay:** Comment l'AMES s'y prend-elle pour savoir s'il y a un flux de fonds non autorisés?

[*Text*]

**Mr. Penney:** Our rules are quite clear in terms of the arrangements that are acceptable. For instance, reference has been made frequently here today to the two-for-one ratio of incurring, for instance, 50 per cent of the cost of a well to earn 25 per cent interest. The minimum land block areas are laid out in our act and regulations, so it is a matter of comparing the information coming into us against a fixed benchmark of data.

**Mr. Clay:** Are you suggesting that it would be very difficult for a company to conceal any unauthorized flow of funds?

**Mr. Penney:** I believe that it would be, because we also have available to us the information that COGLA has and there is a constant reference to such information.

**Mr. Clay:** Apart from your concern with the level of Canadian participation and apart from the requirement that there be ministerial approval of any well expected to cost more than $50 million, is there any limit or constraint on, say, the amount of PIP funds that can be spent? For example, if we happen to have a very exciting year in exploration and PIP funding rose to $3 billion, would there be any limit beyond what I have mentioned?

**Mr. Penney:** The PIP Act requires that any organization contemplating a farm-in program which will result in incentives in excess of $100 million per year review the program with the department. That plus our constant attention to the forecasting process, our knowledge of the exploration agreements that are undertaken, and the forecasts received from our applicants on a regular basis, alerts us sufficiently ahead of time to any significant increase in volume of the nature you have mentioned.

**Mr. Clay:** On page 4 of your brief you show an annex on the percentage levels of incentive payments for oil and gas exploration and development and tertiary equipment costs. What is included under tertiary equipment costs?

**Mr. Smith:** That is the only area where PIP will pay incentives with respect to capital equipment. I refer to capital equipment used in tertiary processes to enhance the production from, for example, an almost depleted well. Such equipment might include pumps, compressed air facilities, piping, tubing and so on. This equipment must first be approved by the department, and there are specialists in the department for that purpose, as tertiary; and the incentives for tertiary equipment are paid at a 20 per cent maximum rate with respect to the equipment.

**Mr. Clay:** In that same chart there are percentage levels of incentive payments extending through 1986. On page 8 of your brief you show forecasted PIP expenditures through fiscal 1987-88. What happens to the percentage levels beyond 1986?

**Mr. Penney:** The 1986 levels carry forward. There is no further increment in the rates beyond 1986.

**Mr. Clay:** Is that considered to be the final level of these incentive payments?

[*Traduction*]

**M. Penney:** Nous avons des règles très claires quant aux ententes acceptables. Par exemple, on a fréquemment fait allusion aujourd'hui au rapport de deux contre un: 50 p. 100 du coût d'un puits rapportant 25 p. 100 d'intérêt. Les superficies minimales sont précisées dans notre loi et son règlement. Il s'agit donc pour nous de comparer les renseignements qui nous parviennent aux données de référence.

**M. Clay:** Pensez-vous qu'il serait très difficile pour une entreprise de cacher un flux de fonds non autorisés?

**M. Penney:** Je crois que oui. Parce que nous avons aussi accès aux données de l'APGTC et que nous nous y reportons constamment.

**M. Clay:** Mises à part votre inquiétude quant au taux de participation canadienne et l'exigence selon laquelle le Ministre doit approuver tout puits devant coûter plus de 50 millions, y a-t-il des limites ou des contraintes quant aux montants du PESP qui peuvent être dépensés pour le PESP? Par exemple, si, au cours d'une très bonne année dans le domaine de l'exploration, le financement du PESP s'élevait à 3 milliards de dollars, y aurait-il une limite plus élevée que celle que j'ai signalée?

**M. Penney:** La Loi sur le programme d'encouragement du secteur pétrolier exige que toute organisation qui prévoit un programme de prise d'intérêt nécessitant des stimulants supérieurs à 100 millions de dollars par an examine ces derniers au préalable avec le Ministère. Cette mesure, l'attention que nous portons constamment aux prévisions, notre connaissance des accords d'exploration qui sont conclus ainsi que les prévisions que nous transmettent régulièrement les demandeurs attirent notre attention assez longtemps d'avance sur toute importante hausse de volume qui aurait l'ampleur dont vous avez parlé.

**M. Clay:** A la page 15 de votre mémoire, vous donnez un tableau du pourcentage des subventions d'encouragement accordées relativement aux dépenses d'exploitation pétrolière et gazière, de mise en valeur et d'achat d'équipement tertiaire. Quels éléments sont inclus dans l'achat d'équipement tertiaire?

**M. Smith:** C'est le seul secteur où le PESP versera des subventions au titre des biens d'équipement. Je parle des biens d'équipement utilisés pour la récupération tertiaire, pour accroître la production, par exemple, à partir d'un puits presque épuisé. Il pourrait s'agir notamment de pompes, d'installations d'air comprimé, de conduites, de tubes. Cet équipement doit être approuvé au préalable par le Ministère. Ce dernier dispose de spécialistes des coûts de récupération tertiaire; et, en ce qui concerne l'équipement, les subventions pour l'équipement tertiaire sont versées à un taux maximal de 20 p. 100.

**M. Clay:** Ce même tableau donne les pourcentages des subventions d'encouragement versées jusqu'en 1986. A la page 8 de votre mémoire, vous donnez une prévision des dépenses du PESP jusqu'à l'année financière 1987-1988. Qu'arrive-t-il après 1986?

**M. Penney:** Les niveaux de 1986 sont reportés. Il n'y a aucun autre accroissement de taux après 1986.

**M. Clay:** On considère donc qu'il s'agit du dernier niveau de ces subventions?

[*Text*]

**Mr. Penney:** Yes.

**The Chairman:** If there are no further questions, thank you gentlemen for appearing here today.

The committee adjourned.

[*Traduction*]

**M. Penney:** Oui.

**Le président:** Comme s'il n'y a pas d'autres questions, je vous remercie, messieurs, d'avoir comparu aujourd'hui.

La séance est levée.

SUBMISSION TO

STANDING SENATE COMMITTEE

ON

ENERGY AND NATURAL RESOURCES

---

Petroleum Incentives Administration
Department of Energy, Mines and Resources
Government of Canada

May, 1984

The Petroleum Incentives Administration (PIA) is an integral part of the Department of Energy, Mines and Resources. Within the authority accorded to it by the Minister, it administers the Canadian Ownership and Control Determination Act (COCD Act) and the Petroleum Incentives Program Act (PIP Act). These are two of several statutes that are an outgrowth of the National Energy Program and they have as their twin objectives a strengthening of Canada's energy security and a furthering of Canadian ownership and control of the petroleum industry.

The COCD and PIP Acts and Regulations were developed in draft form by two separate organizations within EMR in the 1980-82 period. In June, 1982, the PIA was created in order to provide an integrated administration of these two related statutes and to provide a 'single window' service to persons participating in the programs.

Main provisions of the statutes

The PIP Act provides for a continuing program of financial assistance to the oil and gas industry for exploration and development, effective from January 1, 1981.

In essence, PIP reimburses eligible applicants for a proportion of their eligible exploration or development expenses incurred on Canada lands or provincial lands other than Alberta. (The Government of Alberta funds and administers a comparable incentive program for expenses incurred in Alberta. See Annex B for an excerpt from the Canada-Alberta agreement of September, 1981.) The proportion of eligible expenses reimbursed by the federal government takes account of several factors:

- whether the expense is on Canada lands or provincial lands (with higher rates being paid for Canada lands exploration activity);

- whether the expenses are for exploration or development (with the higher rates being available for exploration);

- the Canadian ownership rate (COR) and control status (CS) of the applicant as determined under the COCD Act, with the higher rates being available to Canadian controlled companies with a high-level COR. (For a more complete description of the incentive structure, see Annex A).

The PIP Regulations contain a set of provisions designed to ensure that the benefits from incentives accruing to high-COR Canadian-controlled firms do not flow indirectly to those who are not eligible for such incentives. These provisions, called adjustment rules, were developed on the basis of industry practice. To the extent that farmin agreements and other arrangements within the industry follow ordinary industry practice, the adjustment rules normally do not come into force. But where a deal between two firms within the industry does not follow standard practice and passes on some of the benefits of PIP from the Canadian-controlled firm to the foreign-controlled firm, the adjustment rules reduce the PIP payment to the eligible applicant. The statute authorizes the Minister to eliminate part or all of the reduction. This might be done where it can be demonstrated that there is no transfer of benefits to low COR firms.

The COCD Act sets out the basis on which an applicant's Canadian ownership rate and control status are to be determined. The Canadian ownership rate is measured on the basis of beneficial Canadian ownership. This requires a measurement method that looks back through the ownership chain and through nominees to determine who are ultimately the actual beneficial owners of the applicant. Since a complete analysis of beneficial Canadian ownership would frequently require an enormous amount of enquiry by both the government and various applicants and investors, the rules provide for various cut-off points which reduce what would otherwise be an inordinate administrative task without impairing significantly the accuracy of the measurement. In the case of small firms, the set of rules for COR determination are further simplified.

The determination of control status, is based on the notion of "control in fact" found in the Foreign Investment Review Act but extended to include partnerships and trusts as well as corporations.

Functions of the PIA

The role of the PIA is to administer the PIP and COCD programs in accordance with the requirements of the statutes and regulations promulgated under them. In filling this role, the PIA helps to achieve the energy security and Canadianization objectives which underlie the statutes. At the same time, the PIA is aware of the need to administer these programs in accordance with sound principles of financial administration.

In this role, the PIA carries out a series of administrative tasks including:

- reviewing applications for Canadian ownership and control status certificates under the COCD Act and issuing those certificates;

- reviewing applications for incentive payments under the PIP Act and approving payments;

- issuing advance rulings under both the COCD and PIP programs when requested by industry;

- examining requests by applicants for the exercise of Ministerial discretion in relation to those sections of the law where such discretion is provided for and making recommendations on those requests;

- examining requests for Ministerial approval of wells expected to cost over $50 million and making recommendations to the Minister in relation to those requests;

- conducting audits under the provisions of both the PIP and COCD Acts;

- publishing information circulars, interpretation bulletins and guidelines to assist industry in understanding changes in the program, the way in which the PIA interprets particular sections of the legislation, and the way in which the Minister proposes to exercise discretion in certain areas where the law has provided him that discretion;

- making periodic forecasts of PIP expenditures;

- monitoring the impact of the program and, in consultation with industry, making recommendations for changes to the regulations where appropriate;

- monitoring the effect of the program in relation to its original objectives.

A number of these tasks are discussed in greater detail below.

Forms of assistance to clientele

Prior to and since the start-up of the programs, a number of initiatives have been taken aimed at facilitating industry participation:

- extensive consultation was held with representative industry associations on the COCD and PIP Regulations and application forms with the view to making the program workable from the industry perspective;

- development and publication of detailed guidebooks for both the COCD and PIP programs;

- a series of 'hands on' teaching seminars to assist industry further in making applications under the new programs; and whenever requested, meetings with individual companies to provide help where needed in filing COCD or PIP applications; these services to individual corporations in the industry remain a feature of our administration;

- introduction of a simple set of PIP and COCD forms for smaller applicants under the two programs, in order to minimize administration and paperwork for these smaller participants;

- an early amendment to allow for monthly PIP applications from industry, rather than the original provision for quarterly applications, to minimize any interruption of the cash flow to firms participating in the program.

There is another range of services which the PIA provides in administering the PIP and COCD Acts. These services are aimed at reducing any legal uncertainty for corporate planners when they are contemplating new exploration programs, new investments, or business reorganizations in seeking to respond to the intentions which underlie the two programs;

- at an early stage of planning for a new exploration program, new investment, or business reorganization, PIA officials are available to discuss informally with applicants the way in which the law may affect their plans and, where appropriate, to point out to them any opportunities or constraints;

- when industry plans have firmed up to the point where they are ready to proceed, the PIA will, where appropriate, provide advance rulings or opinion letters when requested by industry;

- when requested by industry, the PIA will indicate the circumstances under which it would, or would not, be willing to recommend the exercise of Ministerial discretion;

- the PIA makes every effort to ensure that applications are processed accurately and on a timely basis, to expedite incentive payments to firms that are entitled to them.

Reference has already been made to the issuance of interpretation bulletins and guidelines relating to the exercise of Ministerial discretion.

Regional office

The PIA opened an office in Calgary at the start of the PIP program to provide liaison with industry and to carry out PIP audit functions. In recent months, the Calgary office has begun to process applications for federal PIP payments and COCD certificates submitted by applicants west of Ontario who are incurring expenses exclusively on provincial (other than Alberta) lands. These applicants are mainly small companies and individuals, and the object is to provide them with assistance and advice in preparing applications and to review the applications quickly once they have been submitted.

Program data

Table I below shows how PIP payments have been distributed from the beginning of the program to the end of March 1984.

TABLE 1

Federal incentive payments to March 31, 1984

| Payments by COR of applicants | 1982/83(1) % | 1982/83(1) ($ million) | 1983/84(2) % | 1983/84(2) ($ million) |
|---|---|---|---|---|
| Level 1 | 10.8 | 188.4 | 3.2 | 32.0 |
| Level 2 | - | (negl.) | - | - |
| Level 3 | .2 | 3.3 | .1 | 1.0 |
| Level 4 | 89.0 | 1,555.6 | 96.7 | 981.1 |
| | 100.0 | 1,747.3 | 100.0 | 1,014.2 |
| **Payments by Activity** | | | | |
| Exploration | 88.9 | 1,554.0 | 89.5 | 908.2 |
| Geological etc. | 10.2 | 177.2 | 9.2 | 93.0 |
| Development | .9 | 16.0 | 1.3 | 13.0 |
| | 100.0 | 1,747.3 | 100.0 | 1,014.2 |
| **Payments by Location** | | | | |
| Canada Lands | | | | |
| Crown Share | 36.4 | 635.2 | 31.7 | 321.2 |
| Other | 57.4 | 1,003.9 | 63.6 | 644.7 |
| Provincial lands | 6.2 | 108.1 | 4.8 | 48.3 |
| | 100.0 | 1,747.3 | 100.0 | 1,014.2 |

(1) These figures include payments in respect of eligible expenses incurred in the period January 1, 1981 to March 31, 1983

(2) These are actual payments to March 31, 1984. Final payments for 1983/84 are expected to be within $100 million of the $1,750 million appropriated for the fiscal year.

Approximately 90% of all payments have been made to companies with the highest COR level, indicating that payments have gone overwhelmingly to Canadian-controlled companies with a high level of beneficial Canadian ownership. It will also be noted that close to 90% of expenses have been for exploration drilling, about 10% for "Geo-3" (geophysical/goechemical/geological) expenses and only about 1% for development. All development expenses have been on provincial lands.

In the three years ended December 31, 1983, approximately 94% of expenses have been on Canada lands and 6% on provincial lands. However, if the incentives paid by the Province of Alberta are included in the figure, then about 29% of total PIP (both federal and Alberta) has been spent on provincial lands. Alberta payments totalled approximately $771 million in the three-year period.

Although the proportion of federal incentives paid in respect of expenses on provincial lands is only 6%, the proportion of applicants who have been paid such expenses is over 80%, representing more than a thousand firms and individuals.

Table 2 below provides a regional breakdown of federal PIP expenditures to the end of December 1983.

TABLE 2
Breakdown of federal PIP payments by region

| | % | ($ million) |
|---|---|---|
| Scotian Shelf/Slope | 19.2 | 461 |
| Grand Banks | 15.9 | 382 |
| Labrador Shelf | 9.6 | 231 |
| Beaufort Sea | 41.2 | 989 |
| Arctic Islands | 5.2 | 125 |
| All other Canada Lands | 3.1 | 74 |
| | 94.2 | 2,262 |
| Provincial lands (exploration & development) | 5.8 | 140 |
| | 100.0 | 2,402 |

About 45% of expenditures have been spent off the East Coast and roughly the same north of 60.

Table 3 below provides information from the most recent federal budget on the size of PIP in relation to the energy envelope.

TABLE 3

| Fiscal year | PIP(1) | Energy envelope | PIP as % of Energy envelope |
|---|---|---|---|
| | ($ million) | | (%) |
| 1982/83 | 1,747 | 3,008 | 58.7 |
| 1983/84 | 1,650(2) | 3,449 | 47.8 |
| 1984/85 | 1,600 | 4,016 | 39.8 |
| 1985/86 | 1,850 | 3,758 | 49.2 |
| 1986/87 | 1,850 | 3,503 | 52.8 |
| 1987/88 | 1,850 | 3,653 | 50.6 |

(1) The figure for 1982/83 represents actual expenditures for the period January 1, 1981 to March 31, 1983. The figures for other fiscal years are projections.

(2) The actual sum appropriated was $1,750 million.

From the start-up of the COCD program until the end of March 1984, applications were received for 6,280 COCD certificates. As of the same date, approximately 5,600 certificates had been issued.

Fifty-two percent of the certificates have been issued to entities - corporations, partnerships and trusts - and 48% to individuals. Eighty percent of the entities were able to use simple assessment procedures to determine their COR. The remaining 20 percent were required to measure their COR, which involves steps such as contacting the major investors in their ownership chain.

## Relationships to organizations outside the federal government

### Industry organizations

The PIA maintains an ongoing process of consultation with principal industry associations including the Independent Petroleum Association of Canada (IPAC) and the Canadian Petroleum Association (CPA). When consideration is being given to program modification, discussion is usually held with the associations to obtain industry information and views on the practical implications of the alternatives being considered. In some cases, discussions are held with the major affected companies directly.

In the case of the COCD program, for instance, there was extensive discussion with the associations, particularly IPAC, which contributed in an important way to the major simplification of the COCD program that is now in place. An example from the PIP program was that prior to the implementation of PIP regulatory amendments relating to vessels that are laid-up, there was extensive consultation with a number of individual firms as well as with CPA and IPAC. At any time, several items are under discussion with the industry associations.

### Alberta Petroleum Incentives Program (APIP)

PIA and the Alberta PIP administrations meet from time to time to discuss areas of common concern and interest. The PIA'S regional office in Calgary maintains a close relationship with APIP.

### Provincial governments

The PIA consults with provincial governments where appropriate, including situations where there is potential overlap between federal and provincial programs, to ensure that the programs dovetail with one another as far as possible.

Federal government

Revenue Canada - The definition of eligible expenses for PIP is based mainly upon the definition of Canadian Exploration Expense and Canadian Development Expense found in the Income Tax Act. Officers of PIP work with officials of Revenue Canada to ensure a common interpretation of these definitions.

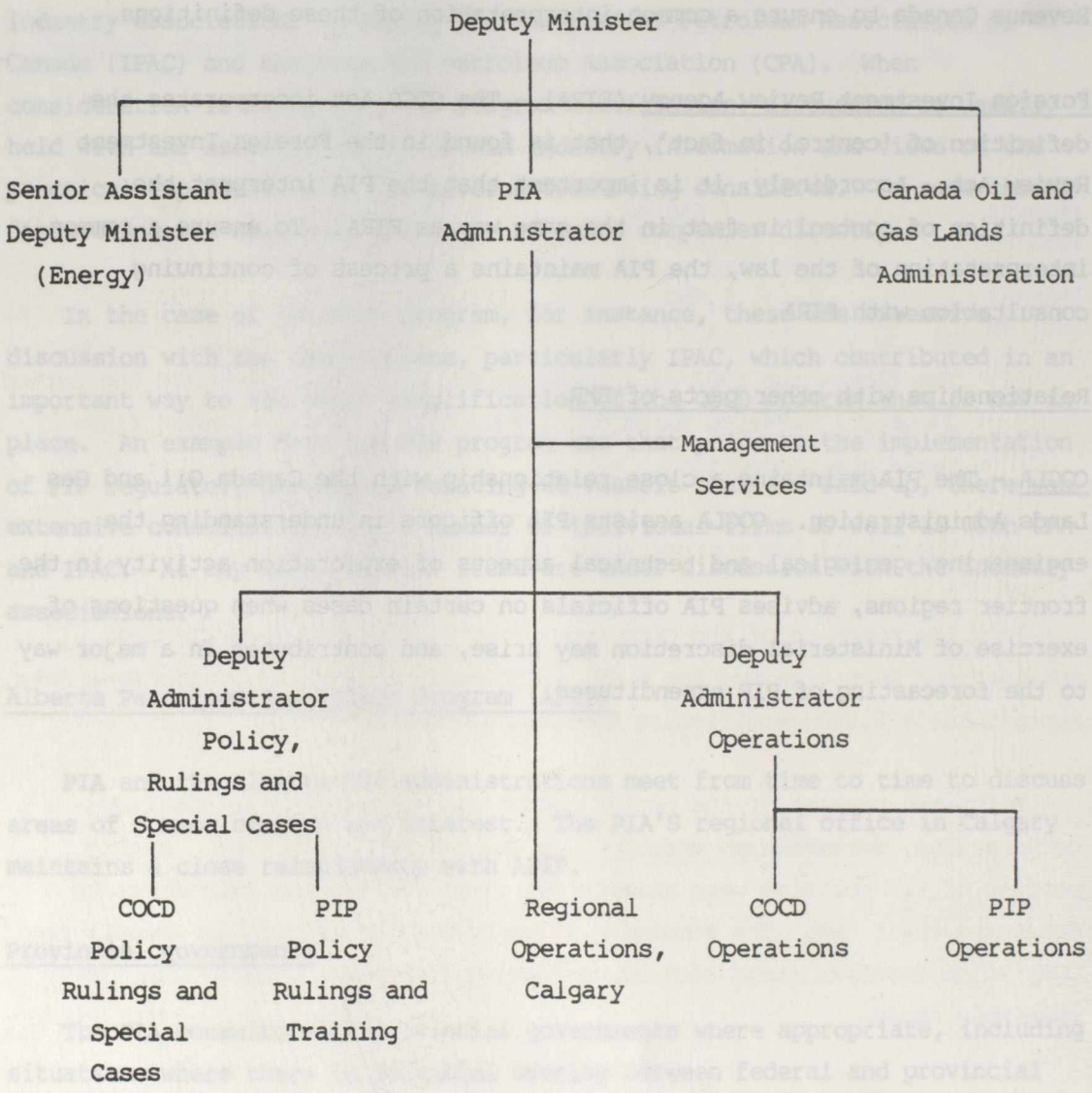
Foreign Investment Review Agency (FIRA) - The COCD Act incorporates the definition of 'control in fact', that is found in the Foreign Investment Review Act. Accordingly, it is important that the PIA interpret the definition of control in fact in the same way as FIRA. To ensure a common interpretation of the law, the PIA maintains a process of continuing consultation with FIRA.

Relationships with other parts of EMR

COGLA - The PIA maintains a close relationship with the Canada Oil and Gas Lands Administration. COGLA assists PIA officers in understanding the engineering, geological and technical aspects of exploration activity in the frontier regions, advises PIA officials on certain cases when questions of exercise of Ministerial discretion may arise, and contributes in a major way to the forecasting of PIP expenditures.

Figure 1 below shows how the PIA fits into the Energy Sector of EMR.

Figure 1



The major tasks of the main groups within PIA are as follows:

Canadian Ownership and Control Determination (Policy, Rulings and Special Cases) - to provide advice and guidance in matters of policy, regulations, precedents, advance rulings and Ministerial discretion cases with respect to the Canadian Ownership and Control Determination Act.

Canadian Ownership and Control Determination (Operations) - to review and approve applications for Canadian ownership rate and control status certificates on the Minister's behalf, to issue certificates and carry out audits as required.

Petroleum Incentives Program (Policy, Rulings and Training) - to provide advice and guidance in matters of policy, regulations, precedents, advance rulings, Ministerial approvals and Ministerial discretion cases with regard to the Petroleum Incentives Program Act.

Petroleum Incentives Program (Operations) - to provide assessments of applications under the Petroleum Incentives Program Act, to approve payments and carry out audits as required.

Regional Operations - to review and approve applications for Canadian Ownership Rate and Control Status Certificates on the Minister's behalf and to issue certificates, and to review applications under the PIP Act and approve payments.

Management Services Branch - to assist in the efficient and effective administration of the programs for which the administration is responsible through the provision of specialist and support services.

Attached as Annex C is a brief summary of the Operating Budget of the PIA.

ANNEX A-1

The following table shows the Canadian Ownership Rate (COR) level of an applicant. The COR level is required to determine the percentage level of incentives. (See next page)

COR LEVEL OF APPLICANTS

| | Level 1 | Level 2 | Level 3 | Level 4 |
|---|---|---|---|---|
| 1981 | LESS THAN 50 | 50 OR MORE | 60 OR MORE | 65 OR MORE |
| 1982 | 50 | 50 | 61 | 67 |
| 1983 | 50 | 50 | 62 | 69 |
| 1984 | 50 | 50 | 63 | 71 |
| 1985 | 50 | 50 | 64 | 73 |
| 1986 AND LATER | 50 | 50 | 65 | 75 |

Level 1 refers to applicants who have CORs of less than 50% or who are not Canadian controlled. Range 2, 3 and 4 require the applicant to be Canadian controlled. The COR level requirement for level 3 increases annually by one percent and for level 4 by two percent.

ANNEX A-2

The following table shows the percentage levels of incentive payments for oil and gas exploration, development and tertiary equipment costs.

PERCENTAGE LEVELS OF INCENTIVE PAYMENTS FOR OIL AND GAS EXPLORATION, DEVELOPMENT AND TERTIARY EQUIPMENT COSTS

| | PROVINCIAL LANDS | | | | CANADA LANDS | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | COR LEVEL | | | | COR LEVEL | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| EXPLORATION* | | | | | | | | |
| 1981 | NIL | NIL | 25 | 35 | 25 | 35 | 65 | 80 |
| 1982 | NIL | 10 | 25 | 35 | 25 | 45 | 65 | 80 |
| 1983 | NIL | 10 | 25 | 35 | 25 | 45 | 65 | 80 |
| 1984-1986 | NIL | 15 | 25 | 35 | 25 | 50 | 65 | 80 |
| DEVELOPMENT | | | | | | | | |
| 1981 | NIL | NIL | 15 | 20 | NIL | NIL | 15 | 20 |
| 1982-1986 | NIL | 10 | 15 | 20 | NIL | 10 | 15 | 20 |
| TERTIARY EQUIPMENT COSTS | | | | | | | | |
| 1981 | NIL | NIL | 15 | 20 | NIL | NIL | 15 | 20 |
| 1982-1986 | NIL | 10 | 15 | 20 | NIL | 10 | 15 | 20 |

* FOR THE CANADA LANDS, THE PERCENTAGES SHOWN FOR LEVELS 2 TO 4 INCLUDE THE 25-PERCENT CROWN SHARE INCENTIVE AVAILABLE TO ALL INVESTORS. LEVEL 1 RECEIVES ONLY THAT INCENTIVE.

ANNEX B

Excerpt from Canada-Alberta agreement
on energy pricing and taxation, September 1, 1981

12. Petroleum Incentives Program

The Petroleum Incentives Program (PIP) has been designed by the Government of Canada to have nation-wide effect. The Government of Canada will modify the program to permit agreement under which a province could undertake to administer and fund the portion of the program that relates to activities occurring within the province. The Government of Canada and the Government of Alberta will enter into an agreement as follows:

(a) The Government of Alberta will administer and pay the incentives under the program for activities within Alberta. There will be no upper limit on these expenditures, which will relate to eligible costs and expenses incurred between January 1, 1981 and December 31, 1986.

(b) The PIP will be amended by the Government of Canada to exclude expenditures on integrated oil sands projects from the definition of eligible expenditures under the Program.

Authority to be Exercised by the Government of Alberta

(c) The Government of Alberta may make and amend its own rules with respect to the administrative aspects of the Alberta portion of PIP, such as:

- time limits for applying
- frequency of application
- forecasts of eligible costs and expenses
- design and preparation of forms and other program documents

- enforcement rules and penalties

- requirements for the submission of information by applicants and the retention of documentation by applicants

- confidentiality of and access to information obtained under the Program.

(d) The Government of Alberta may determine its own administrative policies and practices, such as in the areas of the exercise of discretion under the Program, establishing audit and enforcement criteria, making advance rulings, and issuing interpretation bulletins.

Authority to be Exercised by the Government of Canada

(e) The Government of Canada may make and amend the rules which the Government of Alberta will administer in the following aspects of the Program:

- the PIP incentive rates schedule (see paragraph f)

- the Canadian Ownership Rate ("COR") and Canadian Control Status ("CCS") rules

- the definitions of costs and expenses that are eligible for incentives

- the definitions of entities that are eligible applicants under the program

(f) The Government of Canada will administer the COR and CCS rules.

(g) The Government of Canada may make and amend the Canadianization rule governing the farm-out deals between low and high-COR entities involving in excess of $100 million of incentives in a year where such farm-outs involve more than one jurisdiction. In such cases, the Government of Alberta will pay for the incentives on expenditures taking place in Alberta provided that the Government of Alberta is satisfied that such expenditures quality for incentives.

Areas of Shared Authority

(h) Notwithstanding the fiscal undertakings in this Agreement (section 14), any change in PIP incentive rates as specified in the National Energy Program, and as modified in paragraph (b) above, for activities on provincial lands will require agreement between the Government of Alberta and the Government of Canada.

(i) Rules to prevent the indirect transfer of program benefits from high to low-COR entities with respect to Alberta activities ("leakage rules"), and any subsequent amendment of such rules, will require agreement between the Government of Alberta and the Government of Canada. The Government of Canada is prepared to participate in discussions with Alberta over possible modification of the leakage rules applying to activities within the provinces.

General Conditions

(j) The Governments of Canada and Alberta will cooperate in implementing the Petroleum Incentives Program in the province, with the objective of encouraging increased Canadian ownership and control of the oil and gas industry. To this end, and to facilitate effective program administration and evaluation, there will be close consultation on all aspects of the program or any amendment to the rules governing the program and a free flow of program information between the administering agencies of the Governments of Alberta and Canada.

ANNEX C

PETROLEUM INCENTIVES ADMINISTRATION

OPERATING BUDGET 1984/85

| Sub-Activity | Person Years | ($000's) Salary & Operating | Capital | Contributions | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Canadian Ownership and Control Determination Policy, Rulings and Special Cases | 31 | 1,724 | | | 1,724 |
| Canadian Ownership and Control Determination Operations | 86 | 3,789 | | | 3,789 |
| Petroleum Incentives Program Policy and Rulings | 36 | 1,744 | | | 1,744 |
| Petroleum Incentives Program Operations | 95 | 4,786 | | | 4,786 |
| Regional Operations | 71 | 3,675 | 30 | | 3,705 |
| Management Services | 39 | 3,972 | 230 | | 4,202 |
| Activity Management and Support | 11 | 2,041 | | 1,600,000 | 1,602,041 |
| | 369 | 21,731 | 260 | 1,600,000 | 1,621,991 |

PRÉSENTATION DEVANT LE COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT

DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

---

Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

Mai 1984

L'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier (AMESP) fait partie intégrante du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Dans les limites de l'autorité qui lui est conférée par le Ministre, elle se charge d'appliquer la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens (DPCC) et la Loi sur le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP), deux des lois issues du Programme énergétique national qui ont pour double objectif d'affermir la sécurité énergétique du Canada et de relever les niveaux de participation et de contrôle canadiens dans l'industrie des hydrocarbures.

Les lois sur la DPCC et sur le PESP et leurs règlements d'application ont été élaborés sous forme d'avant-projets par deux organismes distincts d'EMR entre 1980 et 1982. En juin 1982, l'AMESP a été créée afin de centraliser l'application de ces deux lois et les services offerts à ceux qui participent aux programmes.

Dispositions générales des lois

La Loi sur le PESP prévoit la mise sur pied d'un programme continu d'aide financière à l'industrie du pétrole et du gaz pour l'exploration et la mise en valeur, à partir du 1er janvier 1981. Essentiellement, le PESP rembourse aux demandeurs admissibles une partie des frais d'exploration ou de mise en valeur admissibles qu'ils ont engagés dans les Terres du Canada ou dans des terres provinciales, ailleurs qu'en Alberta. (Le gouvernement de l'Alberta finance et gère un programme comparable de subventions pour les frais engagés dans cette province. Voir l'annexe B pour un extrait de l'entente intervenue entre le Canada et l'Alberta en septembre 1981.) La proportion des montants admissibles remboursés par le gouvernement canadien se calcule en fonction des critères suivants:

- Frais engagés dans des Terres du Canada ou dans des terres provinciales (taux plus élevés pour l'exploration dans des Terres du Canada);

- Frais engagés à des fins d'exploration ou de mise en valeur (remboursement plus élevé pour les travaux d'exploration);

- Taux de participation canadienne (TPC) et état de contrôle (EC) du demandeur, tels que déterminés en vertu de la Loi sur la DPCC, les taux les plus élevés de subvention étant offerts aux sociétés à TPC élevé qui sont contrôlées par des Canadiens. (Pour des précisions sur le calcul des subventions, voir l'annexe A.)

Le Règlement sur le PESP établit une série de dispositions destinées à empêcher que les subventions versées aux sociétés sous contrôle canadien à TPC élevé ne deviennent pas indirectement des avantages pour les sociétés qui ne sont pas admissibles. Ces dispositions, appelées règles de rectification, sont alignées sur les pratiques en usage dans l'industrie. Si les accords d'amodiation et autres arrangements conclus au sein de l'indutrie se conforment aux pratiques courantes, les règles de rectification ne sont normalement pas appliquées. Par contre, lorsque deux sociétés concluent un marché inhabituel aux termes duquel une société contrôlée par des intérêts étrangers peut bénéficier des avantages offerts à la société sous contrôle canadien, les règles de rectification abaissent la part de subvention du PESP que peut recevoir le demandeur admissible. La Loi autorise cependant le Ministre à passer outre ces règles ou à ne les appliquer qu'en partie, pouvoir discrétionnaire qu'il exerce lorsqu'il peut être prouvé qu'il n'y a aucun transfert d'avantages à des sociétés dont le TPC est bas.

La Loi sur la DPCC établit la base de calcul du taux de participation canadienne et de l'état de contrôle canadien du demandeur. Le TPC est mesuré en fonction de la propriété canadienne réelle, d'où le besoin d'avoir une méthode de calcul qui remonte la chaîne de propriété et les nominataires afin de déterminer à qui appartient réellement la société demanderesse. Comme une analyse complète de cette propriété exigera souvent une enquête approfondie de la part du gouvernement et des divers demandeurs et investisseurs, les règles prévoient divers seuils, qui réduisent ce qui représenterait autrement une tâche administrative considérable sans pour autant vraiment nuire à la précision des calculs. Ces règles sont davantage simplifiées lorsqu'elles s'appliquent à de petites sociétés.

La détermination de l'état de contrôle se fonde sur la notion du "contrôle de fait" établie dans la Loi sur l'examen de l'investissement étranger mais élargie de façon à comprendre les sociétés de personnes, les fiducies et les corporations.

Fonctions de l'AMESP

Celle-ci a pour mandat d'administrer le PESP et le Programme de DPCC conformément aux exigences des lois et des règlements qui s'y appliquent. L'AMESP contribue ainsi à la réalisation des objectifs de sécurité énergétique et de canadianisation, qui sont les buts principaux visés par les lois. Simultanément, l'AMESP est consciente du besoin de mettre en oeuvre ces programmes selon les principes établis de saine administration financière.

Elle assume donc une série de tâches administratives, y compris:

- Examiner des demandes de certificats de participation canadienne et de l'état de contrôle présentées aux termes de la Loi sur la DPCC et la délivrance de ces certificats;

- Examiner des demandes de subvention faites en vertu de la Loi sur le PESP et l'approbation des paiements;

- Rendre des décisions en vertu tant du Programme de DPCC que du PESP, lorsque l'industrie en fait la requête;

- Examiner des requêtes présentées pour que le Ministre exerce son pouvoir discrétionnaire en rapport avec les articles de la Loi, lorsque la Loi le prévoit, et faire des recommandations au sujet de ces requêtes;

- Examiner les demandes d'approbation du Ministère pour les puits de forage susceptibles de coûter plus de 50 millions de dollars et faire des recommandations au Ministre au sujet de ces demandes.

- Effectuer des vérifications selon les dispositions de la Loi sur la DPCC et de la Loi sur le PESP;

- Diffuser des circulaires d'information, des bulletins d'interprétation et de directives afin d'aider l'industrie à comprendre les changements apportés au Programme, la façon dont l'AMESP interprète certains articles de Loi et la manière dont le Ministre entend exercer son pouvoir discrétionnaire dans certains dossiers relevant de sa compétence;

- Établir périodiquement des prévisions des dépenses engagées au titre du PESP;

- Surveiller l'incidence du Programme et, en consultation avec l'industrie, faire des recommandations pour que des changements soient apportés aux règlements lorsque cela est approprié;

- Surveiller les effets du Programme par rapport à ses objectifs de départ.

Nous reviendrons à certaines de ces tâches plus loin.

Formes d'aide à la clientèle

Avant et depuis le démarrage des programmes, un certain nombre d'initiatives ont été prises afin de favoriser la participation de l'industrie:

- Des consultations intensives ont eu lieu avec des associations représentatives de l'industrie au sujet des Règlements sur la DPCC et le PESP et des formulaires de demande afin de minimiser le fardeau administratif de l'industrie;

- Des guides détaillés ont été rédigés et diffusés au sujet des deux programmes;

- Une série de cours pratiques ont été tenus pour faciliter davantage la présentation des demandes; et, sur demande, des réunions ont eu lieu avec certaines sociétés afin de les aider à présenter les demandes; ces services aux sociétés individuelles sont une caractéristique de l'Administration;

- Un jeu simplifié de formulaires pour le PESP et la DPCC a été introduit pour les petits demandeurs afin de minimiser les tâches de gestion et la paperasse auxquelles ils doivent s'attaquer;

- Une modification a été apportée au début, afin de permettre la présentation mensuelle des demandes dans le cadre du PESP, plutôt que la présentation trimestrielle auparavant prévue, afin de réduire à un minimum l'interruption des fonds versés aux sociétés inscrites au Programme.

L'AMESP offre aussi une autre gamme de services en rapport avec l'application de la Loi sur la DPCC et de la Loi sur le PESP afin d'aider les planificateurs d'entreprise à élucider toute ambiguïté de la Loi lorsqu'ils étudient de nouveaux programmes d'exploration, de nouveaux placements ou des réaménagements industriels et qu'ils désirent se conformer à l'esprit des deux programmes:

- Au début de la planification d'un nouveau programme d'exploration, d'investissement ou de réorganisation de l'entreprise, les planificateurs peuvent faire appel à des agents de l'AMESP qui les informeront officieusement de la manière dont la Loi pourrait influer sur leurs plans et, au besoin, leur feront valoir d'autres possibilités ou obstacles;

- Lorsque les projets de l'industrie sont suffisamment arrêtés pour qu'elle songe à les mettre à exécution, l'AMESP pourra, lorsqu'il y a lieu, rendre des décisions préalables ou émettre des avis, à la demande de l'industrie;

- À la demande de l'industrie, l'AMESP indiquera dans quelles circonstances elle serait prête ou non à recommander l'exercice du pouvoir de discrétion du Ministre;

- L'AMESP fera tous les efforts nécessaires pour garantir que les demandes seront traitées convenablement et en temps opportun, afin d'accélérer le paiement des subventions aux sociétés admissibles.

On a déjà fait référence à l'émission de bulletins d'interprétation et de lignes directrices concernant l'exercice du pouvoir de discrétion du Ministre.

Bureau régional

Dès le lancement du PESP, l'AMESP a ouvert un bureau à Calgary afin d'assurer la liaison avec l'industrie et d'assumer les fonctions de vérification dans le cadre du Programme. Ces derniers mois, le bureau de Calgary a commencé à traiter les demandes de subventions fédérales, en vertu du PESP, et de certificats, dans le cadre de la DPCC, qui lui ont été présentées par des demandeurs résidant à l'ouest de l'Ontario et engageant des frais exclusivement dans des terres provinciales (à l'extérieur de l'Alberta). Il s'agit surtout de petites sociétés et de particuliers, et l'objectif du bureau est de leur fournir de l'aide et des conseils sur la façon de remplir les demandes et d'étudier ensuite rapidement les demandes ainsi présentées.

Données sur le Programme

Le tableau 1 ci-dessous illustre la répartition des paiements dans le cadre du PESP, depuis ses débuts jusqu'à la fin de mars 1984.

TABLEAU 1

Paiements des subventions fédérales jusqu'au 31 mars 1984

| Paiements, selon le TPC du demandeur | 1982-1983(1) | | 1983-1984(2) | |
|---|---|---|---|---|
| | (%) | (en millions $) | (%) | (en millions $) |
| Niveau 1 | 10,8 | 188,4 | 3,2 | 32,0 |
| Niveau 2 | - | (négl.) | - | - |
| Niveau 3 | 0,2 | 3,3 | 0,1 | 1,0 |
| Niveau 4 | 89,0 | 1 555,6 | 96,7 | 981,1 |
| | 100,0 | 1 747,3 | 100,0 | 1 014,2 |
| **Paiements, selon l'activité** | | | | |
| Exploration | 88,9 | 1,554,0 | 89,5 | 908,2 |
| Travaux géologiques, etc. | 10,2 | 177,2 | 9,2 | 93,0 |
| Mise en valeur | 0,9 | 16,0 | 1,3 | 13,0 |
| | 100,0 | 1 747,3 | 100,0 | 1 014,2 |
| **Paiements, selon l'emplacement** | | | | |
| Terre du Canada | | | | |
| Participation de la Couronne | 36,4 | 635,2 | 31,7 | 321,2 |
| Autres | 57,4 | 1,003,9 | 63,6 | 644,7 |
| Terres provinciales | 6,2 | 108,1 | 4,8 | 48,3 |
| | 100,0 | 1 747,3 | 100,0 | 1 014,2 |

1 Les chiffres incluent les paiements à l'égard des frais admissibles engagés durant la période allant du 1er janvier 1981 au 31 mars 1983.

2 Il s'agit des paiements réels effectués au 31 mars 1984. Les paiements finals pour 1983-1984 sont censés se chiffrer à 100 millions de dollars, sur une somme de 1 750 millions de dollars allouée pour l'année financière.

Environ 90 % de tous les paiements ont été faits aux sociétés dont le TPC est le plus élevé, ce qui signifie que les subventions ont surtout profité aux sociétés sous contrôle canadien dont la propriété canadienne réelle est élevée. Il convient également de noter qu'environ 90 % des frais ont été engagés dans le forage d'exploration, environ 10 % dans les travaux géophysiques, géochimiques et géologiques et seulement 1 % dans les travaux de mise en valeur lesquels ont tous été réalisés dans des terres provinciales.

Durant la période de trois ans se terminant le 31 décembre 1983, environ 94 % des frais ont été engagés dans des Terres du Canada et 6 % dans des terres provinciales. Toutefois, si l'on inclut les subventions accordées par la province de l'Alberta, ce dernier pourcentage s'élève à 29 % (subventions des gouvernements du Canada et de l'Alberta). L'Alberta a payé environ 771 millions de dollars sur une période de trois ans.

Bien que la part des subventions fédérales accordée à l'égard des frais engagés dans des terres provinciales ne s'élève qu'à 6 %, la proportion de demandeurs qui en ont bénéficié dépasse 80 %, ce qui représente plus de 1 000 sociétés et particuliers.

Le tableau 2 ci-dessous donne la ventilation régionale des dépenses du PESP jusqu'à la fin de décembre 1983.

TABLEAU 2

Ventilation des subventions du PESP par région

| | (%) | (en millions $) |
|---|---|---|
| Plateau continental et talus Scotian | 19,2 | 461 |
| Grands Bancs | 15,9 | 382 |
| Plateau du Labrador | 9,6 | 231 |
| Mer de Beaufort | 41,2 | 989 |
| Îles de l'Arctique | 5,2 | 125 |
| Toutes autres Terres du Canada | 3,1 | 74 |
| | 94,2 | 2 262 |
| Terres provinciales (exploration et mise en valeur) | 5,8 | 140 |
| | 100,0 | 2 402 |

Environ 45 % des dépenses ont été engagées dans les régions au large de la côte est et approximativement le même pourcentage dans les régions au nord du 60$^{e}$ parallèle.

Dans le tableau 3, on donne des renseignements provenant du plus récent budget sur l'ampleur du PESP par rapport à l'enveloppe de l'énergie.

TABLEAU 3

| Année financière | PESP(1) | Enveloppe de l'énergie | PESP, en tant que pourcentage de l'enveloppe de l'énergie |
|---|---|---|---|
| | (en millions $) | | (%) |
| 1982-1983 | 1 747 | 3 008 | 58,7 |
| 1983-1984 | 1 650(2) | 3 449 | 47,8 |
| 1984-1985 | 1 600 | 4 016 | 39,8 |
| 1985-1986 | 1 850 | 3 758 | 49,2 |
| 1986-1987 | 1 850 | 3 503 | 52,8 |
| 1987-1988 | 1 850 | 3 653 | 50,6 |

1 Les chiffres donnés pour 1982-1983 représentent les dépenses réelles pour la période allant du 1er janvier 1981 au 31 mars 1983. Les données concernant les autres années sont des prévisions.

2 La somme réelle allouée s'élève à 1 750 millions de dollars.

Durant la période allant du début du Programme de DPCC à la fin de mars 1984, 6 280 demandes de certificats ont été présentées et environ 5 600 certificats ont été délivrés.

Cinquante-deux pour cent des certificats ont été délivrés à des entités (sociétés, sociétés de personnes et fiducies) et 48 % à des particuliers. Quatre-vingts pour cent des entités ont pu déterminer leur TPC en se servant des modalités d'évaluations simples, tandis que les 20 % qui restent ont dû prendre d'autres mesures, qui consistent, entre autres, à communiquer avec les principaux investisseurs qui constituent la structure de propriété.

## Rapports avec les organismes à l'extérieur du gouvernement fédéral

### Organismes industriels

L'AMESP maintient une consultation continuelle avec les principales associations indutrielles, y compris avec l'Independent Petroleum Association of Canada (IPAC) et la Canadian Petroleum Association (CPA). Lorsqu'elle envisage de modifier le Programme, elle en discute habituellement avec ces organismes en vue d'obtenir leurs données et leurs opinions sur les

répercussions pratiques des solutions de rechange envisagées. Dans certains cas, les discussions sont tenues avec les principales sociétés qui sont directement touchées.

Dans le cas du Programme de DPCC, par exemple, l'AMESP s'est longuement entretenue avec les associations, plus particulièrement avec l'IPAC. Cette mesure a largement contribué à simplifier considérablement le Programme. Pour ce qui est du PESP, avant la modification des dispositions du Règlement sur le PESP concernant les navires non utilisés en attendant de nouvelles tâches, on en a largement discuté avec diverses sociétés et avec la CPA et l'IPAC. En tout temps, les discussions se poursuivent avec les associations industrielles sur plusieurs questions.

Programme d'encouragement du secteur pétrolier de l'Alberta (PESPA)

L'AMESP et les responsables du PESP de l'Alberta se rencontrent à l'occasion pour parler de leurs préoccupations et de leurs intérêts communs. Le bureau régional de l'AMESP à Calgary entretient des rapports étroits avec le PESPA.

Gouvernements provinciaux

L'AMESP consulte les gouvernements des provinces au besoin, y compris lorsqu'il y a possibilité d'un chevauchement des programmes fédéral et provincial, pour s'assurer que les programmes concordent le plus possible.

Gouvernement du Canada

Revenu Canada - La définition des frais admissibles en vertu du PESP est surtout fondée sur les définitions des frais d'exploration au Canada et des frais de mise en valeur au Canada données dans la Loi de l'impôt sur le revenu. Les agents du PESP travaillent de concert avec les fonctionnaires de Revenu Canada pour s'assurer qu'on donne la même interprétation à ces définitions.

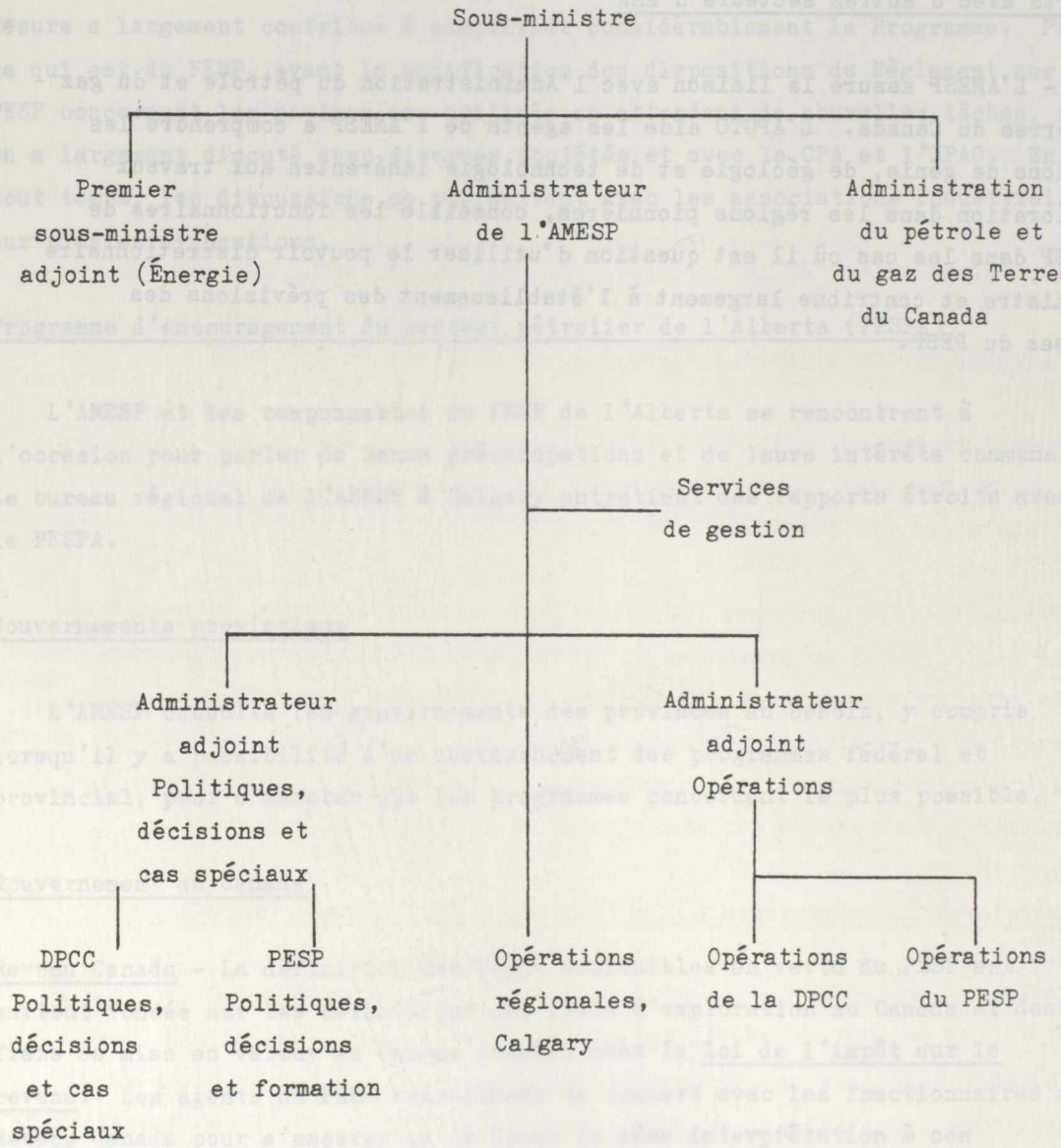
Agence d'examen de l'investissement étranger (AEIE) - La Loi sur la DPCC contient une définition du "contrôle de fait" que l'on retrouve d'ailleurs dans la Loi sur l'examen de l'investissement étranger. Ainsi, il importe que l'AMESP donne à cette expression la même définition que celle de l'AEIE. Pour ce faire, l'AMESP demeure en communication constante avec l'AEIE.

Rapports avec d'autres secteurs d'EMR

APGTC - L'AMESP assure la liaison avec l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada. L'APGTC aide les agents de l'AMESP à comprendre les questions de génie, de géologie et de technologie inhérentes aux travaux d'exploration dans les régions pionnières, conseille les fonctionnaires de l'AMESP dans les cas où il est question d'utiliser le pouvoir discrétionnaire du Ministre et contribue largement à l'établissement des prévisions des dépenses du PESP.

La figure 1 ci-dessous montre la place qu'occupe l'AMESP dans le Programme de l'énergie d'EMR.

Figure 1



Les principaux groupes de l'AMESP assument surtout les tâches suivantes:

- Détermination de la participation et du contrôle canadiens (Politiques, décisions et cas spéciaux) - en ce qui concerne la Loi sur la détermination de la participation et du contrôle canadiens, fournir des conseils et des directives sur toute question politique, sur les règlements, sur des précédents, sur des décisions anticipées et des cas laissés à la discrétion du Ministre.

- Détermination de la participation et du contrôle canadiens (Opérations) - étudier et approuver, au nom du Ministre, les demandes de certificats attestant du taux de participation canadienne et de l'état de contrôle, délivrer lesdits certificats et effectuer des vérifications au besoin.

- Programme d'encouragement du secteur pétrolier (Politiques, décisions et formation) - en ce qui concerne la Loi sur le Programme d'encouragement du secteur pétrolier, fournir des conseils et des directives sur toute question politique, sur les règlements, sur des précédents, sur des décisions anticipées, et des approbations données par le Ministre ou des cas laissés à sa discrétion.

- Programme d'encouragement du secteur pétrolier (Opérations) - évaluer les demandes présentées en vertu de la Loi sur le Programme d'encouragement du secteur pétrolier, approuver les paiements et effectuer des vérifications au besoin.

- Opérations régionales - étudier et approuver, au nom du Ministre, les demandes de certificats attestant du taux de participation canadienne et de l'état de contrôle, délivrer les certificats, étudier les demandes présentées en vertu de la Loi sur le Programme d'encouragement du secteur pétrolier et approuver les paiements.

- Direction des services de gestion - contribuer à assurer une administration efficace des programmes dont la Direction a la responsibilité en fournissant à cet égard des spécialistes et des services de soutien.

L'annexe C présente un résumé du budget de fonctionnement de l'AMESP.

ANNEXE A-1

Le tableau ci-dessous montre le niveau du taux de participation canadienne (TPC) d'un demandeur. On doit connaître le niveau du TPC pour déterminer le pourcentage des subventions (voir page suivante).

NIVEAU DU TPC DES DEMANDEURS

| | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Niveau 4 |
|---|---|---|---|---|
| 1981 | Moins de 50 | 50 ou plus | 60 ou plus | 65 ou plus |
| 1982 | 50 | 50 | 61 | 67 |
| 1983 | 50 | 50 | 62 | 69 |
| 1984 | 50 | 50 | 63 | 71 |
| 1985 | 50 | 50 | 64 | 73 |
| 1986 et après | 50 | 50 | 65 | 75 |

Le niveau 1 s'applique aux demandeurs qui ont un TPC inférieur à 50 % ou qui ne sont pas contrôlés par des Canadiens. Pour être classés aux niveaux 2, 3 et 4, les demandeurs doivent être contrôlés par des Canadiens. Le taux de participation canadienne des demandeurs classés au niveau 3 doit augmenter chaque année de 1 % tandis que celui des demandeurs du niveau 4 doit augmenter de 2 %.

ANNEXE A-2

Le tableau suivant montre le pourcentage des subventions d'encouragement accordées relativement aux dépenses d'exploration pétrolière et gazière, aux frais de mise en valeur et d'achat d'équipement tertiaire.

POURCENTAGE DES SUBVENTIONS D'ENCOURAGEMENT ACCORDÉES RELATIVEMENT AUX DÉPENSES D'EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE, AUX FRAIS DE MISE EN VALEUR ET D'ACHAT D'ÉQUIPEMENT TERTIAIRE

| | TERRES PROVINCIALES | | | | TERRES DU CANADA | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Niveau du TPC | | | | Niveau du TPC | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| EXPLORATION* | | | | | | | | |
| 1981 | NÉANT | NÉANT | 25 | 35 | 25 | 35 | 65 | 80 |
| 1982 | NÉANT | 10 | 25 | 35 | 25 | 45 | 65 | 80 |
| 1983 | NÉANT | 10 | 25 | 35 | 25 | 45 | 65 | 80 |
| 1984-1986 | NÉANT | 15 | 25 | 35 | 25 | 50 | 65 | 80 |
| MISE EN VALEUR | | | | | | | | |
| 1981 | NÉANT | NÉANT | 15 | 20 | NÉANT | NÉANT | 15 | 20 |
| 1982-1986 | NÉANT | 10 | 15 | 20 | NÉANT | 10 | 15 | 20 |
| COÛTS D'ACHAT D'ÉQUIPEMENT TERTIAIRE | | | | | | | | |
| 1981 | NÉANT | NÉANT | 15 | 20 | NÉANT | NÉANT | 15 | 20 |
| 1982-1986 | NÉANT | 10 | 15 | 20 | NÉANT | 10 | 15 | 20 |

* En ce qui concerne les Terres du Canada, les pourcentages indiqués aux niveaux 2 à 4 comprennent la part de 25 % accordée à tous les investisseurs à titre de la participation de la Couronne aux subventions. Les investisseurs du niveau 1 ne reçoivent que cette subvention.

ANNEXE B

Extrait de l'Entente Canada-Alberta sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques du 1er septembre 1981

12. Programme d'encouragement du secteur pétrolier

Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier (PESP) a été conçu par le gouvernement du Canada pour s'appliquer à l'échelle nationale. Le Canada modifiera le Programme pour faire place à des ententes en vertu desquelles une province pourrait s'engager à gérer et à financer la partie du Programme qui se rapporte à des activités se déroulant sur son territoire. Les gouvernements du Canada et de l'Alberta concluront l'entente suivante:

a) Le gouvernement de Alberta gérera et versera les stimulants prévus par le Programme pour des activités se déroulant en Alberta. Aucun plafond ne sera fixé aux dépenses relatives à des coûts et frais donnant droit aux stimulants et engagés entre le 1er janvier 1981 et le 31 décembre 1986.

b) Le gouvernement du Canada modifiera le PESP pour exclure les dépenses engagées dans les projets intégrés relatifs aux sables pétrolifères des dépenses donnant droit aux stimulants prévus par le Programme.

Pouvoir qu'exercera le gouvernement de l'Alberta

c) Le gouvernement de l'Alberta peut faire et modifier ses propres règles en ce qui concene la gestion de la partie du PESP relative à l'Alberta, notamment en ce qui concerne:

- Les délais de présentation des demandes;
- La fréquence des demandes;
- Les prévisions relatives aux coûts et frais donnant droit aux stimulants;

- La conception et l'établissement des formules et autres documents relatifs au Programme;
- Les règles d'application et les pénalités;
- Les exigences relatives à la présentation de renseignements par les demandeurs et à leur privilège de rétention de documents;
- Le caractère confidentiel des renseignements obtenus en vertu du Programme et l'accès à ces renseignements.

d) Le gouvernement de l'Alberta peut définir sa propre politique et ses propres pratiques administratives, par exemple dans les domaines où s'exerce la discrétion en vertu du PESP, dans l'établissement de critères de vérification et de mise en application, dans la prise de décisions anticipées et dans la publication de bulletins d'interprétation.

Pouvoir qu'exercera le gouvernement du Canada

e) Le gouvernement du Canada peut définir et modifier les règles qu'appliquera l'Alberta en ce qui concerne les aspects suivants du Programme:

- Le barème des taux des stimulants prévus par le PESP (voir le paragraphe f);
- Les règles concernant le taux de propriété canadienne ("TPC") et le contrôle canadien;
- Les définitions des coûts et frais donnant droit aux stimulants;
- Les définitions des organismes considérés comme demandeurs ayant droit aux stimulants en vertu du Programme.

f) Le gouvernement du Canada appliquera les règles concernant le TPC et le contrôle canadien.

g) Le gouvernement du Canada peut faire et modifier la règle de la canadianisation régissant les contrats d'amodiation entre les organismes à TPC faible et élevé pour lesquels les stimulants dépassent 100 millions de dollars au cours de l'année si ces contrats

d'amodiation font intervenir plus d'un niveau de compétence. Dans ces circonstances, le gouvernement de l'Alberta versera des stimulants pour les dépenses engagées en Alberta à condition d'être convaincu que ces dépenses y donnent droit.

Domaines de partage des pouvoirs

h) Nonobstant les engagements fiscaux contenus dans la présente entente (section 14), tout changement des taux relatifs aux stimulants du PESP mentionnés dans le Programme énergétique national et modifiés au paragraphe b) ci-dessus, en ce qui concerne les activités se déroulant sur des terres provinciales, nécessitera une entente entre les gouvernements de l'Alberta et du Canada.

i) Les règles visant à empêcher le transfert indirect d'avantages découlant du Programme, par des organismes à TPC élevé en faveur d'organismes à faible TPC, en ce qui concerne les activités se déroulant en Alberta ("règles relatives aux échappatoires"), et toute modification ultérieure de ces règles nécessiteront une entente entre les gouvernements de l'Alberta et du Canada. Le gouvernement du Canada est prêt à participer avec l'Alberta à des entretiens portant sur la modification éventuelle des règles relatives aux échappatoires qui s'appliqueraient aux activités se déroulant dans les provinces.

Conditions générales

j) Les gouvernements du Canada et de l'Alberta collaboreront à la mise en application du Programme d'encouragement du secteur pétrolier dans la province, afin d'encourager la propriété et le contrôle canadiens accrus de l'industrie du pétrole et du gaz. À cet effet, et pour faciliter la gestion et l'évaluation effectives du Programme, les organismes de l'Alberta et du Canada chargés d'appliquer le Programme se consulteront sur tous les aspects du Programme ou sur toute modification aux règles régissant le Programme, et il y aura libre circulation de l'information relative au Programme.

ANNEXE C

BUDGET DE FONCTIONNEMENT DE L'ADMINISTRATION DES MESURES D'ENCOURAGEMENT DU SECTEUR PÉTROLIER, 1984-1985

| Sous-activité | Années-personnes | Traitement et dépenses de fonctionnement | Dépenses d'investissement | Contribution | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | (en milliers $) | | |
| Détermination de la participation et du contrôle canadiens, Politiques, décisions et cas spéciaux | 31 | 1 724 | | | 1 724 |
| Détermination de la participation et du contrôle canadiens, Opérations | 86 | 3 789 | | | 3 789 |
| Programme d'encouragement du secteur pétrolier, Politiques et décisions | 36 | 1 744 | | | 1 744 |
| Programme d'encouragement du secteur pétrolier, Opérations | 95 | 4 786 | | | 4 786 |
| Opérations régionales | 71 | 3 675 | 30 | | 3 705 |
| Services de gestion | 39 | 3 972 | 230 | | 4 202 |
| Gestion des activités et services de soutien | 11 | 2 041 | | 1 600 000 | 1 602 041 |
| | 369 | 21 731 | 260 | 1 600 000 | 1 621 991 |

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the Department of Energy, Mines and Resources—Petroleum Incentives Administration:*

Mr. C. G. Penney, Administrator;

Mr. H. Lazar, Deputy Administrator, Policy, Rulings and Special Cases;

Mr. R. Smith, Assistant Director General, Policy and Precedents.

*—Energy Policy Analysis Sector:*

Dr. Len Good, Assistant Deputy Minister.

*Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources—Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier:*

M. C. G. Penney, administrateur;

M. H. Lazar, administrateur adjoint, Politiques, décisions et cas spéciaux;

M. R. Smith, directeur général adjoint, Politiques et décisions.

*—Analyse de la politique énergétique:*

M. Len Good, sous-ministre adjoint.

Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Second Session
Thirty-second Parliament, 1983-84

Deuxième session de la
trente-deuxième législature, 1983-1984

SENATE OF CANADA

SÉNAT DU CANADA

*Proceedings of the Standing Senate Committee on*

# Energy and Natural Resources

*Délibérations du comité sénatorial permanent de*

# L'énergie et des ressources naturelles

*Chairman:*
The Honourable EARL A. HASTINGS

*Président:*
L'honorable EARL A. HASTINGS

Wednesday, May 23, 1984

Le mercredi 23 mai 1984

**Issue No. 9**

**Fascicule nº 9**

**Second Proceedings on:**

**Deuxième fascicule concernant:**

Review of *Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60º*

L'Examen de *Sur la même longueur d'onde: Le Transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60º*

WITNESSES:

(See back cover)

TÉMOINS:

(Voir à l'endos)

36810—1

STANDING SENATE COMMITTEE ON
ENERGY AND NATURAL RESOURCES

The Honourable Earl A. Hastings, *Chairman*
The Honourable Paul Lucier, *Deputy Chairman*

The Honourable Senators:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| or Roblin | or Frith |
| Guay | Thériault |

**Ex Officio Members*

(Quorum 4)

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE
L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES

*Président:* L'honorable Earl A. Hastings
*Vice-président:* L'honorable Paul Lucier

Les honorables sénateurs:

| | |
|---|---|
| Adams | Hastings |
| Balfour | Kelly |
| Bell | Le Moyne |
| Charbonneau | Lucier |
| Doody | Molgat |
| *Flynn | *Olson |
| ou Roblin | ou Frith |
| Guay | Thériault |

**Membres d'office*

(Quorum 4)

Published under authority of the Senate by the
Queen's Printer for Canada

Available from the Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

Publié en conformité de l'autorité du Sénat par
l'Imprimeur de la Reine pour le Canada

En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9

**ORDER OF REFERENCE**

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, Thursday, February 2, 1984:

"The Honourable Senator Hastings for the Honourable Senator Lucier moved, seconded by the Honourable Senator Bosa:

That the Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources be authorized to review the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, entitled: "Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°", tabled in the Senate on 30th March, 1983, and to enquire into any matter related thereto;

That the Committee have power to adjourn from place to place within Canada;

That the papers and evidence received and taken on the subject and the work accomplished during the First Session of the Thirty-second Parliament be referred to the Committee; and

That the Committee be empowered to engage the services of such counsel and technical, clerical and other personnel as may be required for the purpose of consideration of legislation and other matters as may be referred to it.

The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative."

**ORDRE DE RENVOI**

Extrait des Procès-verbaux du Sénat, le jeudi 2 février 1984:

«L'honorable sénateur Hastings au nom de l'honorable sénateur Lucier, propose, appuyé par l'honorable sénateur Bosa,

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles soit autorisé à étudier les recommandations contenues dans le cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, intitulé: «Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60e parallèle», déposé au Sénat le 30 mars 1983, ainsi que toute autre question y afférente;

Que le Comité soit autorisé à voyager au Canada;

Que les documents et témoignages recueillis à ce sujet et les travaux accomplis au cours de la première session du trente-deuxième Parlement soient déférés au Comité;

Que le Comité soit autorisé à retenir les services des conseillers et du personnel technique, de bureau et autre dont il pourra avoir besoin pour étudier les mesures législatives et autres questions qui pourront lui être soumises.

La motion, mise aux voix, est adoptée.»

*Le greffier du Sénat*
Charles A. Lussier
*Clerk of the Senate*

## MINUTES OF PROCEEDINGS

WEDNESDAY, MAY 23, 1984
(14)

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4:01 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Present:* The Honourable Senators Adams, Balfour, Charbonneau, Doody, Guay, Hastings, Le Moyne, Lucier and Roblin. (9)

*In attendance: From the Library of Parliament, Research Branch, Science and Technology Division:* Philip DeMont, Research Assistant and Anthony Kaay, Administrative Assistant to the Committee.

*Witnesses:*

*From the National Energy Board:*

Mr. C. G. Edge, Chairman;

Mr. J. Farmer, Associate Vice-Chairman;

Mr. R. St. G. Stephens, Executive Director;

Mr. K. W. Vollman, Director General, Energy Studies;

Mr. G. Yorke Slader, Secretary of the Board;

Mr. T. S. Shwed, Director, Pipelines Branch;

Mr. B. Macdonald, Special Advisor, Communications;

Mr. N. J. Schultz, Counsel.

The Committee resumed consideration of matters related to a review of the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled: *Marching to the Beat of the Same Drum: Transportation of Petroleum and Natural Gas North of 60°*, as authorized by the Senate on February 2, 1984.

RC840523-01 On motion of the Honourable Senator Balfour, it was agreed,—That the brief submitted to the Committee by the National Energy Board be appended to this day's proceedings (*See Appendix "ENR-9A"*).

The witnesses made a statement and answered questions.

At 4:55 p.m., the Committee adjourned for a brief period.

(15)

The Committee resumed its meeting at 5:00 p.m., with the Chairman, the Honourable Senator Earl A. Hastings, presiding.

*Witnesses:*

*From the Department of Indian Affairs and Northern Development:*

Mr. N. Faulkner, Assistant Deputy Minister, Northern Affairs Program;

Mr. M. E. Taschereau, Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration;

Mr. J. Hucker, Director General, Northern Policy and Coordination Branch;

## PROCÈS-VERBAL

LE MERCREDI 23 MAI 1984
(14)

[*Traduction*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 h 01 sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Présents:* Les honorables sénateurs Adams, Balfour, Charbonneau, Doody, Guay, Hastings, Le Moyne, Lucier et Roblin. (9)

*Aussi présents:* De la Division des sciences et de la technologie, du Service de recherche de la Bibliothèque du Parlement: Philip DeMont, adjoint de recherche et Anthony Kaay, adjoint administratif du Comité.

*Témoins:*

*De l'Office national de l'énergie:*

M. C. G. Edge, président;

M. J. Farmer, vice-président associé;

Mr. R. St. G. Stephens, directeur exécutif;

M. K. W. Vollman, directeur général, Études de l'énergie;

M. G. Yorke Slader, secrétaire de l'Office;

M. T. S. Shwed, directeur, Direction des pipe-lines;

M. B. Macdonald, conseiller expert en communications;

M. N. J. Schultz, conseiller.

Le Comité reprend l'étude des questions relatives à l'examen des recommandations contenues dans le cinquième rapport du Comité sénatorial spécial sur le pipe-line du Nord intitulé *Sur la même longueur d'onde: Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60e parallèle,* comme l'a autorisé le Sénat le 2 février 1984.

RC840523-01 Sur motion de l'honorable sénateur Balfour, il est convenu,—Que le mémoire présenté au Comité par l'Office national de l'énergie soit annexé aux délibérations de ce jour (*voir Appendice «ENR-9A»*).

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

A 16 h 55, le Comité lève la séance pour une courte pause.

(15)

Le Comité reprend la séance à 17 heures sous la présidence de l'honorable sénateur Earl A. Hastings (président).

*Témoins:*

*Du ministère des Affaires indiennes et du Nord:*

M. N. Faulkner, sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord;

M. M. E. Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada;

M. J. Hucker, directeur général, Direction générale de la politique et de la coordination du Nord;

Mr. D. Watson, Director General, Northern Regulatory Review Group;

Mr. T. Langtry, Acting Director, Northern Environmental Protection Directorate;

Mr. P. Sullivan, Assistant Director, Northern Oil and Gas Policy;

Ms. J. Falls, Policy Analyst, Policy Development Division.

RC840523-02 On motion of the Honourable Senator Doody, it was agreed,—That the brief submitted to the Committee by the Northern Affairs Program of the Department of Indian Affairs and Norhtern Development be appended to this day's proceedings (*See Appendix "ENR-9B"*).

The witnesses made a statement and answered questions.

At 6:06 p.m., the Committee adjourned to the call of the Chair.

*ATTEST:*

M. D. Watson, directeur général, Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord;

M. T. Langtry, directeur intérimaire, Direction de la protection de l'environnement du Nord;

M. P. Sullivan, directeur adjoint, Politique du pétrole et du gaz du Nord;

M^me^ J. Falls, analyste de la politique, Division de l'élaboration de la politique.

RC840523-02 Sur motion de l'honorable sénateur Doody, il est convenu,—Que le mémoire présenté au Comité par le Programme des affaires du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord soit annexé aux délibérations de ce jour (*voir Appendice «ENR-9B»*).

Les témoins font une déclaration et répondent aux questions.

A 18 h 06, le Comité lève la séance jusqu'à nouvelle convocation du président.

*ATTESTÉ:*

*Le greffier du Comité*

Timothy Ross Wilson

*Clerk of the Committee*

## EVIDENCE

Ottawa, Wednesday, May 23, 1984

[*Text*]

The Standing Senate Committee on Energy and Natural Resources met this day at 4 p.m., to consider matters relating to a review of the recommendations contained in the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled: "*Marching to the Beat of the Same Drum*".

**Senator Earl A. Hastings** (*Chairman*) in the Chair.

**The Chairman:** Honourable senators, we continue today our consideration of the reference from the Senate that this committee be empowered to review the recommendations contained in the Fifth Report of the subcommittee of the Senate on the Northern Pipeline entitled "*Marching to the Beat of the Same Drum*", tabled in the Senate on March 30, 1983.

We have with us today officials of the National Energy Board, led by the Chairman, Mr. Geoffrey Edge. All honourable senators have before them a document entitled: "Reforming the Regulatory Environment", a statement by Mr. Edge prepared for this committee. May I have a motion to append the document to the transcript of today's proceedings?

**Senator Balfour:** I so move.

**The Chairman:** Is it agreed?

**Hon. Senators:** Agreed.

(*For text of document see Appendix "ENR-9A" p. 9A:1.)*

**The Chairman:** Mr. Edge, we welcome you back. It is always a pleasure to have you and your officials with us. First of all, we thank you for the very comprehensive document that you have supplied to us and we look forward to your opening statement and the evidence which will be given today both by yourself and by your officials.

**Mr. C. Geoffrey Edge, Chairman, National Energy Board:** Mr. Chairman, joining me today in appearing before your committee are Mr. Jacques Farmer, Associate Vice-chairman of the National Energy Board and Chairman of our Pipeline Panel; Mr. Stan Shwed, Director of our Pipeline Branch; Mr. Vollman, Director General of Energy Studies; Vice Admiral St. George Stephens, Executive Director of the Board; and other members of our staff are also present if we need support in answering your questions.

Nous avons mis à la disposition du comité des exemplaires d'une alllocution assez longue que j'ai préparée au nom de l'Office en réponse aux questons que nous avons étudiées à votre demande, de même qu'un certain nombre de pièces jointes. Afin d'être bref, monsieur le président, je propose donc de ne prononcer qu'une courte allocution d'ouverture soulignant les principaux points de notre présentation, afin de pouvoir consacrer plus de temps à répondre aux questions des membres du comité.

May I say at the outset that I most sincerely welcome the opportunity to appear before your committee again. On the basis of our previous submission, I think it is fair to say that the Board has been "marching to the beat of the same drum" as the committee—to use the words of the title of the report

## TÉMOIGNAGES

Ottawa, le mercredi 23 mai 1984

[*Translation*]

Le Comité sénatorial permanent de l'énergie et des ressources naturelles se réunit aujourd'hui à 16 heures pour étudier certaines questions concernant l'examen des recommandations contenues dans le Cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord intitulé «*Sur la même longueur d'onde*».

**Le sénateur Earl A. Hastings** (*président*) occupe le fauteuil.

**Le président:** Honorables sénateurs, conformément à l'ordre de revnoi qu'il a reçu du Sénat, le Comité poursuit aujourd'hui son étude des recommandations contenues dans le Cinquième rapport du sous-comité du Sénat sur le pipe-line du Nord intitulé « *Sur la même longueur d'onde*», présenté au Sénat le 30 mars 1983.

Nous avons parmi nous aujourd'hui de hauts fonctionnaires de l'Office national de l'énergie, dont le président, M. Geoffrey Edge. Tous les honorables sénateurs ont en main un document sur la réforme de la réglementation préparé par M. Edge pour le Comité. Quelqu'un pourrait-il proposer que ce document soit annexé au procès-verbal de la réunion d'aujourd'hui?

**Le sénateur Balfour:** J'en fais la proposition.

**Le président:** Les sénateurs sont-ils d'accord?

**Des voix:** D'accord.

(*Pour le texte du document, voir Appendice «ENR-9A» p. 9A:83.*)

**Le président:** Monsieur Edge, nous vous souhaitons une fois de plus la bienvenue. C'est toujours un plaisir de vous accueillir, vous et vos collaborateurs, parmi nous. Nous tenons tout d'abord à vous remercier pour le document exhaustif que vous nous avez remis. Nous avons hâte d'entendre votre déclaration préliminaire et les témoignages.

**M. C. Geoffrey Edge, président, Office national de l'énergie:** Monsieur le président, j'ai à mes côtés M. Jacques Farmer, vice-président associé de l'Office national de l'énergie et président de notre commission sur le pipe-line; M. Stan Shwed, directeur de la Direction des pipe-lines; M. Vollman, directeur général des Études de l'énergie; le vice-amiral St. George Stephens, directeur exécutif de l'Office. D'autres membres de notre personnel sont également présents et pourront nous aider à répondre à vos questions.

We have made available to the Committee copies of quite a lengthy presentation that I prepared on behalf of the Board in response to the questions we examined at your request, plus a certain amount of documentation. To keep it short, Mr. Chairman, I suggest that I simply make a few opening remarks identifying the main points in our presentation, so that more time will be available for questions from members of the Committee.

Je tiens tout d'abord à vous dire que je suis très heureux de l'occasion qui nous est offerte de témoigner à nouveau devant votre Comité. Compte tenu du témoignage que nous vous avons présenté la première fois, je pense qu'il est juste de dire que l'Office est «Sur la même longueur d'onde» que le Comité,

[*Text*]

you presented in your previous incarnation as the Special Committee on the Northern Pipeline. We certainly have fully shared the concerns expressed in that report about the need to simplify as much as possible the decision-making process with respect to major energy projects, and the subsequent regulaion of those that are approved, in an effort to minimize the horrendous expenditures of time and money that are often involved in such undertakings.

Je suis certain que les membres du comité n'ignorent pas que quelques mois à la suite de la présentation de votre rapport, le groupe de travail sous la direction de M. Vernon Horte, établi par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, a présenté son propre rapport sur les moyens de traiter des problèmes du coût de la construction des pipelines soulevés dans un rapport antérieur présenté par le personnel de l'ONÉ. A l'Office, nous étudions depuis avec grand soin les deux séries de recommandations, qui sont très semblables en plusieurs points quant à la méthode proposée, quoique votre étude porte sur des problèmes plus vastes dans le domaine du pétrole. J'aimerais attirer votre attention sur le fait qu'un exemplaire de la réponse de l'Office au ministre en ce qui concerne les propositions du groupe de travail entraînant sa responsabilité est inclus, de même qu'un exemplaire de mon allocution.

We have been deeply engaged over an extended period in carrying out a massive overhaul of many of our own regulations and our Rules of Practice and Procedure and their attendant information requirements in an effort to simplify, clarify and otherwise streamline these provisions to the greatest extent possible. The Board's staff has become increasingly engaged in pre-hearing conferences with applicants or potential applicants in an effort to provide all possible help to companies to comply with the regulatory processes. Where possible, the Board has been undertaking hearings on a phased basis in order to minimize the volume of information that must be provided initially.

Mr. Chairman, there is one particular issue that members will likely wish to explore more fully in their questions. I am referring to the suggestion in your report and that of the Horte Task Force that some form of approval-in-principle process be established in order to reduce the onerous requirements that must be met initially in the case of major energy projects.

For a variety of reasons, some of which have to do with legality and some with the fairness and impartiality of the quasi-judicial process, the National Energy Board has trouble with this proposal. We do, however, recognize that proposals of this nature are aimed at addressing what is undoubtedly a serious problem in some cases. As one means of attempting at least to mitigate the problem, the Board has been developing the concept of what we term an early hearing process. Through this process, the Board would seek to identify the major issues that should be addressed by the applicant and intervenors, to indicate what appeared to be particular problems that required resolution, and to outline the nature of any particular requirements for information that must be met if the applicant should decide to proceed to a full hearing of his application—one that

[*Traduction*]

titre que vous avez si bien su choisir lorsque vous avez fait fonction de Comité spécial sur le pipeline du Nord. Nous partageons sans contredit les préoccupations exprimées dans ce rapport quant à la nécessité de simplifier le plus possible le processus décisionnel qui s'applique aux grands projets énergétiques, ainsi que la réglementation de ceux qui sont déjà approuvés afin de réduire au minimum les dépenses considérables de temps et d'argent que comportent souvent de telles entreprises.

I am sure that the members of the Committee are aware that several months after your report was presented, the Task Force set up by the Minister of Energy, Mines and Resources and led by Mr. Vernon Horte presented its own report on ways of handling the problems of the cost of pipeline construction, which had been raised in a previous report by NEB staff. At the Board we have been studying the two series of recommendations with great care. They are very similar on many points with respect to the method proposed, although your consideration goes beyond that to much broader problems in the petroleum sector. I would just like to point out that a copy of the Board's response to the Minister regarding the proposals, made by his Task Force, and a copy of my speech, are included.

Nous avons entamé il y a quelque temps une refonte de bon nombre de nos règlements et de nos Règles de pratique et de procédure en vue de simplifier, de préciser et d'uniformiser le plus possible les exigences en matière de renseignements. Le personnel de l'Office organise de plus en plus de conférences préalables aux audiences, auxquelles assistent les requérants ou les requérants éventuels, afin d'aider au mieux les entreprises à se conformer au processus de réglementation. Lorsque cette possibilité s'offrait, l'Office a tenu des audiences pour minimiser le volume de renseignements qui doivent être fournis au départ.

Monsieur le président, il est un domaine particulier que les membres voudront probablement approfondir plus à fond dans leurs questions. Je fais allusion à la suggestion dans votre rapport et dans celui du Groupe de travail Horte d'adopter un processus quelconque d'approbtion de principe visant à réduire les nombreuses exigences qu'il faut satisfaire au départ dans le cas des grands projets énergétiques.

Pour diverses raisons dont certaines ont trait à la légalité et d'autres à l'équité et à l'impartialité du processus quasi-judiciaire, l'Office national de l'énergie a peine à entériner cette proposition. Nous reconnaissons toutefois que des propositions de cette nature visent essentiellement à régler un problème qui peut sans contredit être grave dans certains cas. Pour au moins essayer de l'atténuer, l'Office propose d'adopter le principe des audiences préalables. Ainsi, il pourrait chercher à déterminer les principales questions auxquelles devront répondre le requérant et les intervenants, à indiquer les problèmes particulies qui semblent devoir être réglés et à définir la nature des renseignements précis que devra fournir le requérant s'il désirait que sa demande fasse l'objet d'une audience plénière, si les circonstances le permettaient.

[*Text*]

might still proceed on a phased basis where that was practical in the circumstances.

Monsieur le président, je crois qu'il est juste de dire que les rapports de votre comité et du groupe de travail Horte ont tous deux servi à augmenter les pressions croissantes auxquelles nous sommes soumis depuis quelque temps, à nous défaire des exigences réglementaires inutiles, à réduire au maximum le double emploi et le chevauchement de telles exigences au point où il serait possible, particulièrement pour les organismes fédéraux, de parvenir à une plus grande coordination en ce qui concerne l'application des processus réglementaires.

L'Office, par exemple, travaille très étroitement avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, habituellement appelée COGLA, en vue d'assurer que les règlements qui s'appliquent dans nos compétences respectives sont compatibles et uniformes. Avec les représentants du secteur privé et la COGLA, nous travaillons également avec l'Association canadienne de normalisation pour élaborer une norme régissant l'exploitation du pétrole et du gaz au large des côtes.

L'Office collabore pleinement avec le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien à une étude des processus d'évaluation des projets et des activités réglementaires au nord du 60e parallèle. Je crois que le ministère d'État au Développement économique et régional coordonne également une révision de la réglementation fédérale des grands projets.

Finally, I should point out to the committee that at the practical, operating level an excellent degree of co-ordination and co-operation has been achieved among the three major players responsible for overseeing the undertaking of the first major postwar petroleum development project north of 60—the expansion of the oilfields at Norman Wells and the construction of an 868-kilometre pipeline to transport the oil south to Zama, Alberta. This very good working relationship among the principal regulators involved—the Department of Indian and Northern Affairs, the Government of the Northwest Territories, and the Board—has been achieved on an on-going basis through the establishment in the North of co-ordinators appointed on behalf of each to maintain continuing liaison both with the companies developing the oil field and building the pipeline, and with each other. It is worth emphasizing, I think, that while this kind of mechanism has served very well in achieving its purpose, it has ultimately only been successful because the will existed among the three participants to join in a genuinely co-operative effort.

That concludes my opening remarks, Mr. Chairman. We will be happy to respond as best we can to questions from members of the committee.

**The Chairman:** Thank you, Mr. Edge. As you indicated in your opening statement, one of the concerns expressed by the committee in its original report had to do with the regulatory requirements and minimizing the duplication and overlapping of requirements to the extent possible, particularly with respect to departments of the federal government. One which we drew attention to was the matter of EARP hearings and the fact that hearings had to be duplicated when the proponent appeared before the National Energy Board.

[*Traduction*]

Mr. Chairman, I think it is fair to say that the reports both of your Committee and of the Horte Task Force have added to the increasing pressure we have been feeling for some time now to get rid of useless regulatory requirements, reduce as much as we can the double use and overlapping of these requirements to the point where it would be possible, particularly for federal bodies, to attain a greater co-ordination in the application of the regulatory process.

For example, the Board works very closely with the Canadian Oil and Gas Lands Administration, usually known as COGLA, to ensure that the regulations that apply in our respective fields are compatible and uniform. In conjunction with private sector and COGLA representatives we also work with the Canadian Standards Association to formulate norms for the exploitation of off-shore oil and gas.

The Board is co-operating fully with the Department of Indian and Northern Affairs in a study of evaluation procedures for projects north of the 60th parallel. I believe the Ministry of State for Economic and Regional Development is also co-ordinating a review of federal regulation of major projects.

Enfin, je tiens à souligner au Comité l'excellent esprit de collaboration dont ont fait preuve au niveau opérationnel les trois principaux joueurs responsables de la surveillance de la mise en œuvre du premier grand projet d'exploitation pétrolière entrepris depuis la guerre au nord du 60e parallèle, à savoir la mise en valeur des gisements pétroliers de Norman Wells et la construction d'un pipe-line de 868 kilomètres pour le transport du pétrole vers le sud, à Zama (Alberta). Les trois principaux organismes intéressés, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, l'administration des Territoires du Nord-Ouest et l'Office, ont su entretenir en permanence d'excellentes relations de travail en nommant chacun dans le Nord des coordonnateurs chargés de communiquer entre eux et d'assurer la liaison avec les entreprises responsables de la mise en valeur du gisement pétrolier et de la construction du pipe-line. Il convient de souligner, je pense, que si ce type de mécanime a très bien servi les fins auxquelles il était destiné, il n'a été couronné de succès que grâce au désir réel des trois participants d'unir leurs efforts.

Cela clôt ma déclaration préliminaire, monsieur le président. Nous serions maintenant heureux de répondre du mieux que nous pouvons aux questions des membres du Comité.

**Le président:** Merci, monsieur Edge. Comme vous l'avez indiqué dans votre déclaration préliminaire, l'une des préoccupations exprimées par le Comité dans son rapport original tenait aux exigences réglementaires et à la nécessité de minimiser dans la mesure du possible le chevauchement des conditions, notamment celles des ministères du gouvernement fédéral. Nous avons en outre attiré l'attention sur les audiences relatives au processus d'examen des évaluations environnemen-

[*Text*]

In Mr. Slader's letter to Mr. Raymond Robinson, Executive Chairman, Environmental Assessment Review Office, he indicated two possible ways of solving that problem. He said, and I quote:

> (*a*) Exempt from EARP all projects which fall under NEB jurisdiction. The Department of the Environment would be welcome to present its evidence and views by appearing as an intervenor at the Board's hearing.
>
> (*b*) Alternatively, conduct the EARP assessment especially for major projects in frontier areas sufficiently in advance of the NEB hearing so that the EARP report could be filed as part of the Board's record. The EARP report would identify the major environmental problems and preferably focus on broad principles rather than being a detailed review of the project.

He went on to state:

> Under either (*a*) or (*b*), any Certificate of Public Convenience and Necessity that the Board might issue would incorporate conditions to deal with all relevant environmental considerations.

Has any action been taken with respect to those suggestions? Has there been any progress with respect to adopting either (*a*) or (*b*)?

**Mr. Edge:** As I understand it, Mr. Chairman, the role of the EARP process is still before cabinet. It is my broad understanding that the Government of Canada is committed to an effective environmental assessment.

The practical direction, as I understand events, is that more emphasis will be placed on the EARP process, on the early planning of the environmental issues with the applicants, to get them to provide effective assessments. We have invited the Department of the Environment to appear before the Board in a formal hearing so that we have a one-window approach in that area.

I recently had a meeting postponed with the deputy minister of the Department of the Environment; I am told that that meeting will take place in the next ten days and will probably confirm the thrust of what I understand the direction to be. That will be, as far as NEB projects are concerned, that the EARP process will focus on the early planning activity. But there could well be, probably through the Department of the Environment, an intervention by that department when we come to assess the project through what might be the one-window approach.

**The Chairman:** Would the intervention of the Department of the Environment make unncessary any further environmental study by the NEB?

**Mr. Edge:** The NEB, in dealing with applications that come before it, generally deals with the evidence placed before it. For example, if the EARP assessment is made early, as is now the intent, that will be available to the board when it is holding

[*Traduction*]

tales (PEE) et sur l'obligation d'en tenir de nouvelles lorsque le promoteur se présente devant l'Office national de l'énergie.

Dans une lettre adressée à M. Raymond Robinson, président exécutif du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales, M. Slader mentionne deux moyens possibles de régler ce problème: Il dit, et je cite:

> Exempter du PEEE tous les projets relevant de la compétence de l'ONÉ. Le ministère de l'Environnement serait invité à présenter sa preuve et son point de vue en comparaissant à titre d'intervenant aux audiences de l'Office.
>
> A titre d'alternative, effectuer l'évaluation du PEEE, particulièrement pour les projets d'envergure dans les zones pionnières, assez longtemps avant l'audience de l'ONÉ, de manière que le rapport du PEEE puisse faire partie du dossier de l'Office. Le rapport du PEEE préciserait les problèmes environnementaux importants et se concentrerait de préférence sur des principes généraux au lieu de faire une revue détaillée du projet.

Il poursuit en disant:

> Selon *a*) ou *b*), un certificat de commodité et de nécessité publiques délivré par l'Office pourrait inclure des modalités portant sur toutes les questions environnementales pertinentes.

Des mesures ont-elles été prises relativement à ces suggestions? Des démarches ont-elles été faites pour adopter *a*) ou *b*)?

**M. Edge:** Je crois comprendre, monsieur le président, que le cabinet continue à examiner le rôle du processus d'examen des évaluations environnementales. Je sais également que le gouvernement du Canada s'est engagé à ce que les évaluations environnementales soient efficaces.

L'orientation consistera à accorder davantage d'importance au PEEE à l'étape de la planification et à amener les requérants à effectuer des évaluations qui tiennent véritablement compte des répercussions environnementales. Nous avons invité le ministère de l'Environment à témoigner devant l'Office dans le cadre d'une audience officielle afin de pouvoir adopter dans ce domaine la notion de «point de contact unique».

Je devais rencontrer récemment le sous-ministre du ministère de l'Environnement, mais la réunion a dû être reportée. On m'a dit qu'elle devrait avoir lieu au cours des dix prochains jours et qu'elle confirmerait probablement l'orientation du gouvernement telle que je crois la comprendre, à savoir, en ce qui concerne les projets de l'ONÉ, que le PEEE sera concentré à l'étape de la planification préliminaire. Il reste que le ministère de l'Environnement pourrait peut-être intervenir à l'étape de l'évaluation du projet conformément à la notion de point de contact unique.

**Le président:** L'intervention du ministère de l'Environnement rendrait-elle inutile toute étude environnementale plus poussée par l'ONÉ?

**M. Edge:** Lorsqu'il étudie une requête qui lui a été présentée, l'Office concentre habituellement son attention sur les preuves qui lui sont présentées. Par exemple, si une évaluation environnementale est effectuée au préalable, comme on vou-

[*Text*]

hearings. I do not think the report on the Norman Wells Pipeline project was available in time, but we will, to the extent possible, use environmental reports to avoid duplication. As you will appreciate, our hearings are of a quasi judicial nature and we cannot control what questions intervenors raise in proceedings. I think that that will result in a reduction in the time spent on environmental matters. The board will have to satisfy itself that the record is adequate in its own hearings, but we think the intervention of DOE will help that to be carried out.

**The Chairman:** I should like to deal with the Norman Wells Pipeline project, a project on which the federal co-ordinator role was first tried. Would you care to give us your evaluation of the federal co-ordinator's role? I notice that there are three federal co-ordinators.

**Mr. Edge:** Well, I think the word is "co-ordination", a significant word. The board, has to be governed by the legal parameters in conducting its affairs, but John Marr from the Department of Indian Affairs and Northern Development has been, as it were, the overall co-ordinator for activities in the north. We have been very happy to co-ordinate with him in those activities. Our pipeline co-ordinator, Larry Gales, works closely with him, as well as with the co-ordinator from the Government of the Northwest Territories, Mr. Darryl Bohnet. The three personalities have good chemistry and work well together. I was up there on two or three occasions and observed them working closely together. When one gets a mutual understanding of the responsibilities of others, and a knowledge of how to interface effectively between different people and personalities, one gets effective co-ordination. It is my impression that that has taken place on the Norman Wells Pipeline project.

**The Chairman:** In using the Norman Wells Pipeline project as the pilot project for the federal co-ordinator's role, you would say it has been successful?

**Mr. Edge:** Yes, I think the Norman Wells Pipeline project has been both lucky and successful. It has been lucky in the sense that the project was built when there was little economic activity in Canada and, therefore, the sponsors were able to obtain good economic terms, both for the purchase of the steel pipe and for the arrangements with the contractors. They were able to get a two-year "no-fight" clause for the project. All those were beneficial economic factors, but over and above that, I think Interprovincial Pipe Line itself had a very deep understanding of the situation that they had to operate within, they bent over backwards in training northerners for positions, and so forth. They have been very cognizant of the special features of that project in the north. Over and above that, as I said—and perhaps I am a little biased—I think there has been an intelligent handling of that project by the Government of the Northwest Territories, DIAND, as well as by the board's inspection staff.

**The Chairman:** I should now like to turn to your interface with COGLA. You stated in some of your documentation that you have your respective safety regulations and that there are

[*Traduction*]

drait qu'elle le soit, l'Office en aura les résultats en main lorsqu'il tiendra ses audiences. Je ne pense pas qu'il ait reçu le rapport sur le projet Norman Wells à temps, mais nous utiliserons dans le mesure du possible les rapports d'examen environnemental pour éviter le double emploi. Cependant, comme vous vous en serez rendu compte, nos audiences sont de nature quasi-judiciaire et nous ne pouvons pas influer sur les questions que posent les intervenants. Je pense qu'une telle mesure entraînerait des économies de temps au titre des questions environnementales. L'Office devra s'asurer que les renseignemetns dont il dispose sont exacts et nous croyons que l'intervention du ministère de l'Environnement l'y aidera.

**Le président:** J'aimerais qu'on parle du projet de pipe-line de Norman Wells dans le cadre duquel un coordonnateur fédéral a été nommé pour la première fois. Quel rôle a-t-il joué? Je vois qu'il y a trois coordonnateurs fédéraux.

**M. Edge:** Je pense que le terme «coordination» parle par lui-même. L'Office est régi par des paramètres juridiques dans la conduite de ses affaires, mais M. John Marr du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien s'est chargé dans l'ensemble de la coordination des activités dans le Nord. Nous avons été très heureux de travailler avec lui. Notre coordonnateur de pipe-line, M. Larry Gales, travaille en étroite collaboration avec lui de même qu'avec le coordonnateur de l'administration des Territoires du Nord-Ouest, M. Darryl Bohnet. Ces trois personnes ont des affinités et travaillent bien ensemble. Je suis allé dns le Nord à deux ou trois reprises et j'ai pu constater l'excellent esprit de collaboration qui régnait entre eux. Parce qu'ils sont au courant de leurs responsabilités réciproques et qu'ils peuvent entretenir des relations inter-personnelles efficaces, la coordination ne pose aucun problème. C'est exactement ce qui s'est passé dans le cas du projet de pipe-line Norman Wells.

**Le président:** Comme projet-pilote faisant appel à la participation d'un coordonnateur fédéral, vous diriez qu'il a bien fonctonné?

**M. Edge:** Je pense que le projet de pipe-line de Norman Wells a été à la fois heureux et couronné de succès; je dis heureux dans le sens où il a été entrepris alors que l'économie canadienne était stagnante de sorte que les promoteurs ont pu obtenir des conditions économiques avantageuses tant en ce qui concerne l'achat de tuyaux d'acier que les accords intervenus avec les entrepreneurs. Ils sont arrivés à obtenir une clause irrévocable de deux ans. Il s'agit dans tous les cas d'avantages économiques, mais il importe de mentionner avant tout que l'Interprovincial Pipe Line a su profiter de la situation avec laquelle il fallait compter et a tout mis en œuvre pour former les résidents du Nord. Elle a tenu compte des caractéristiques spéciales de ce projet dans le Nord, mais ce qui est plus important encore, comme je l'ai dit—et il s'agit peut-être de parti pris de ma part—l'administration des Territoires du Nord-Ouest, le MAINC et les inspecteurs de l'Office ont très bien su s'y prendre.

**Le président:** J'aimerais maintenant qu'on aborde la question de votre «interface» avec l'APGTC. Vous dites dans votre mémoire que vous avez tous deux des règlements sur la sécu-

[*Text*]

cases when major projects will cross jurisdictional boundaries between the NEB and COGLA, and the companies involved will have to comply with two sets of technical requirements. The NEB and COGLA, as you state, are "working towards ensuring the regulatory consistency between those regulations." Could you explain the interface and how you are resolving that?

**Mr. Edge:** Interface begins, first of all, at the top. I meet from time to time with Mr. Maurice Taschereau, the head of COGLA, and we agree to discuss problems that need talking about to ensure projects are on the rails.

Below that level we set up joint technical committees. For example, Mr. Shwed, the director of our pipeline branch, and Leo Brandon of COGLA, form the nucleus of a technical committee of the two organizations.

Let me give you the results of some meetings which have taken place since the brief was presented to you. As you know, we are moving to issue in the public domain offshore pipeline regulations. There are also standards being developed with the Canadian Standards Association with joint participation by the NEB staff and COGLA. But COGLA and ourselves have agreed, as a matter of principle, where we both have some involvement in some aspects of offshore pipelines, that our technical regulations will be identical. We have established that as a matter of principle. The introduction and conclusions may have to be tailored to the legalese of COGLA and to the legalese of the board. We said we would process this joint regulation through the Privy Council Office. We will issue a joint press release when we issue it. That is a clear example where you have a reduction in regulation and we are acting very co-operatively betwen COGLA and the board to achieve that.

**The Chairman:** Does that co-operation extend to any other agencies or departments?

**Mr. Edge:** Most certainly. I just indicated, on the Norman Wells project, that we have been working co-operatively with the Government of the Northwest Territories and with DIAND. The board has extensive experience in co-operation with the provinces on pipeline matters relating to rights-of-way, river crossings and similar things, where we have to co-ordinate with the Ontario Pipeline Co-ordinating Committee. The spirit of the board is co-operation. We appreciate that there are statutes in the books which, by their very nature, can give rise to some overlap. Pipelines have to cross rivers; rivers are waterways; rivers contain fish. We will co-operate extensively both in the hearing process and in the construction phase with the relevant parties and the territorial governments or the government departments in Ottawa.

**Senator Lucier:** Mr. Edge, in your brief you speak of the Horte Task Force report where it says that some form of approval-in-principle process should be established in the case of major energy projects. Could you give me your view of a major energy project?

[*Traduction*]

rité et que dans certains cas, lorsque de grands projets concernent à la fois L'ONÉ et l'APGTC, les entreprises doivent se conformer à deux séries d'exigences techniques. Comme vous le dites, L'ONÉ et l'APGTC «collaborent pour s'assurer que ces règlements sont cohérents du point de vue technique et du point de vue de la réglementation». Pourriez-vous expliquer l'interface et la façon dont vous résolvez ce problème?

**M. Edge:** Il y a interface tout d'abord au sommet. Je rencontre de temps à autre M. Maurice Taschereau, directeur de l'APGTC, et nous discutons des problèmes qui se posent pour assurer la bonne mise en œuvre des projets.

Au-dessous de ce niveau, nous mettons sur pied des comités techniques mixtes. Par exemple, M. Shwed, directeur de notre direction du Pipe-line, et M. Leo Brandon de l'APGTC en forment un.

Laissez-moi vous donner les résultats de certaines réunions qui ont eu lieu depuis que le mémoire vous a été présenté. Comme vous le savez, nous nous proposons de publier des règlements sur les pipe-lines en mer. En outre, l'Association des normes élabore actuellement des normes en collaboration avec nous et l'APGTC. Cependant, nous avons convenu avec cette dernière, par principe, que nos règlements techniques seraient identiques lorsque nous avons tous deux à veiller à certains aspects de la construction de pipe-lines en mer. C'est une question de principe. L'introduction et les conclusions peuvent devoir répondre aux exigences de l'APGTC et de l'Office. Nous avons dit que nous soumettrions cette réglementation conjointe au bureau du Conseil privé. Nous émettrons un communiqué de presse commun lorsqu'elle entrera en vigueur. C'est un exemple clair de l'uniformisation de la réglementation rendue possible grâce à la collaboration entre l'APGTC et l'Office.

**Le président:** Cette collaboration s'étend-elle à d'autres organismes ou ministères?

**M. Edge:** Bien sûr. J'ai indiqué à l'égard du projet de Norman Wells que nous avions travaillé en collaboration avec l'Administration des Territoires du Nord-Ouest et la MAINC. L'Office a déjà acquis énormément d'expérience en travaillant en collaboration avec les provinces sur des questions pipelinières se rapportant aux emprises, aux traversées de rivières et autres choses du même genre dans le cadre desquelles une coordination doit être exercée avec le Comité de coordination du pipe-line de l'Ontario. La coopération est au cœur même de nos préoccupations. Nous nous rendons compte que certaines lois, par leur nature même, peuvent entraîner un certain chevauchement. Les pipe-lines doivent traverser des rivières; les rivières sont des cours d'eau et elles contiennent du poisson. Nous sommes prêts à collaborer entièrement au cours des audiences et pendant la phase de construction avec les parties intéressées et les administrations territoriales ou les ministères gouvernementaux à Ottawa.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur Edge, vous parlez dans votre mémoire du rapport du groupe de travail Horte dans lequel il est recommandé d'adopter un processus d'approbation de principe dans le cas des grands projets énergétiques. Pouvez-vous me dire ce que vous entendez par grand projet énergétique?

[*Text*]

**Mr. Edge:** I will give you three which we have been working on with approval-in-principle procedure. One is the Venture Project on the east coast. The second is the question of the Lepreau II nuclear plant. The third one is the Polar Gas Project which expects to file a proposal for a pipeline from the Delta this year with a future extension to the Arctic Islands. Each of those I would classify as a major project.

**Senator Lucier:** Basically, on the other projects that we are talking about, the drilling and things like that, you see no problem with the approval-in-principle?

**Mr. Edge:** The board does not have a role in the drilling of wells because that is clearly under the mandate of COGLA.

**Senator Lucier:** I meant smaller projects than these three.

**Mr. Edge:** Smaller projects can generally be dealt with fairly expeditiously. Where you have very extended outlays for studies in the past the classic example was the Northern Natural Gas Pipeline where we had competing applications down the Mackenzie Delta and the Alaska Highway. A vast amount of money was spent on those projects and the Arctic Gas in particular did not come to fruition and gave concern. I do not think it is important to classify projects as major or minor. Our policy is to attempt to simplify and clarify the regulatory process for all projects. Elsewhere in the brief I have pointed out some of the things that we have been doing in that regard.

**Senator Lucier:** Mr. Edge, when officials of the National Energy Board appeared before our committee they said that an evaluation of the submarine movement of LNG would appear in its report on northern operations. I have always been intrigued with the submarine aspect of transportation. Is this report going to be released?

**Mr. Edge:** I think you are referring to the Arctic Pilot Project. That project is in abeyance, and it is fairly close to being suspended completely because there are no markets for the gas. Therefore, the technical proposals for proceeding with submarine underwater movement of liquefied natural gas have not been proceeded with. There were problems in that regard. The ocean bottom was not deep enough and it channels all the way through. The technical aspects of the submarine movement of LNG have not appeared in evidence before the board because of the fact that the Arctic Pilot activity was suspended because of lack of markets.

**Senator Lucier:** When we were in Boston, Mr. Edge, we were talking to the people who would like to have an opportunity to build a submarine LNG tanker and they, I think, have some classified information that we were not privy to. They did not seem to anticipate any problems at all with ocean bottom. They thought that there was a lot of water for moving LNG by submarine. Is everything in abeyance as far as gas exploration in the Arctic is concerned? Are poeple still looking for it?

**Mr. Edge:** No, thee is a great deal of activity. If you want details, I will ask Mr. Vollman to respond, but the submarine movement was only one aspect of a much broader exploration

[*Traduction*]

**M. Edge:** Je vais vous en mentionner trois dans le cadre desquels nous avons appliqué une procédure d'approbation de principe. Le premier est le projet Venture sur la côte est. Le deuxième, celui de la centrale thermique Lepreau II. Le troisième est le projet de la Polar Gas qui s'attend à proposer la construction d'un pipe-line dans la région du delta cette année, lequel s'étendra un jour jusqu'aux Îles de l'Arctique. Il s'agit dans les trois cas d'un grand projet.

**Le sénateur Lucier:** Donc, dans le cas d'autres projets comme le forage et ainsi de suite, vous n'entrevoyez aucun problème avec l'approbation de principe?

**M. Edge:** L'Office n'a rien à voir avec le forage de puits qui relève clairement de la compétence de l'APGTC.

**Le sénateur Lucier:** Je veux dire des projets plus petits que ces trois-là.

**M. Edge:** On peut généralement procéder assez rapidement dans le cas des petits projets. Les choses se compliquent lorsque des études plus poussées doivent être menées. L'exemple classique est celui du projet pour le transport du gaz naturel du Nord dans le cas duquel des requêtes ont été reçues pour le delta du Mackenzie et la route de l'Alaska. Des sommes énormes ont été dépensées et l'Arctic Gas n'en a rien retiré. Je ne pense pas qu'il soit important de décider si un projet est gros ou petit. Notre politique consiste à simplifier et à préciser le processus de réglementation applicable à tous les projets. Ailleurs dans le mémoire j'ai précisé certaines mesures que nous avons prises en ce sens.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur Edge, lorsque des représentants de l'Office national de l'énergie ont témoigné devant notre Comité, ils ont dit qu'une évaluation du transport sous-marin du GNL serait publiée dans le rapport sur les activités dans le Nord. Le transport par sous-marin m'a toujours été intéressé. Ce rapport sera-t-il publié?

**M. Edge:** Je crois que vous faites allusion au Projet pilote de l'Arctique. Il a été mis en veilleuse et je crois qu'on est sur le point de l'abandonner totalement en raison de l'absence de marchés pour le gaz. Donc, les propositions techniques visant le transport sous-marin du gaz naturel liquéfié n'ont pas eu de suite. Des problèmes ont surgi. Je pense que les fonds sous-marins n'étaient pas suffisamment profonds, mais les aspects techniques du transport sous-marin du GNL n'ont pas été clairement exposés à l'Office parce que le Projet pilote de l'Arctique fut alors suspendu faute de débouchés.

**Le sénateur Lucier:** Lorsque nous étions à Boston, monsieur Edge, nous avons discuté avec ceux qui auraient aimé pouvoir construire un méthanier sous-marin et je pense qu'ils détenaient des renseignements secrets auxquels nous ne pouvions avoir accès. Ils n'ont pas semblé estimer que le fond océanique présentait de problèmes. A leur avis, il y avait suffisamment d'eau pour transporter le GNL par sous-marin. A-t-on interrompu toutes les activités d'exploration des ressources gazières dans l'Arctique? Ou bien les recherches se poursuivent-elles?

**M. Edge:** Les activités vont bon train. Si vous voulez des détails, je demanderai à M. Vollman de vous répondre, mais le transport par sous-marin n'était qu'un aspect de l'exploration

[*Text*]

activity in the north. I just mentioned the Polar Gas project will be filing an application for a gas line from the Delta this year to be linked later to the Arctic Islands. There is a great deal of activity in the Beaufort Sea this year. There are a number of wells being drilled. If you want specific information, I will ask Mr. Vollman to respond to your questions.

**Senator Lucier:** That is fine. I would like further information, but what I would like to know is whether the submarine issue is dead.

**Mr. Edge:** The board by its nature is not a major initiator of research. When we have projects come before us which we assume are generally put through us as well-rounded business ventures, that is not always so. We assume they will present their research to us to substantiate the technology, whether that be for submarines or pipelining in the permafrost or discontinued permafrost. We hear extensive technology evidence in the hearing process when we are deciding these cases.

**Senator Lucier:** The evaluation that you said earlier you were going to do is not going to be put before us for consideration.

**Mr. Edge:** At the moment there is no market for LNG from the Arctic Islands because the price is too high for what the currently weak markets in Europe or the eastern seaboard of the United States are prepared to pay. Therefore, the board is not involved in any of that development. Whether other bodies are continuing that evaluation, I do not know.

**Senator Balfour:** Mr. Edge, one of the recommendations that the committee made in its previous report had to do with the imposition of response time limits which would apply both to applicants' responses to projects and to the board itself. Has any consideration been given to setting up time frames within which parties to a hearing would be obliged to respond unless, of course, there were extensions granted?

**Mr. Edge:** The answer to that generally has been yes. For example, I sat on the Northern Natural Gas Pipeline hearings which were quite extensive between 1975 and 1977. We had a top-flight counsellor, Mr. Soloway, advising us a the time. as you know, we operate through the quasi-judicial process. His advice to us, which we debated and argued, was that you can generally cope better with that by the way you manage your process rather than by imposing a time limit for witnesses of 15 minutes or a half an hour, or a limitation on argument. We felt that that could give rise to legal appeals which might slow down the whole process.

**Senator Balfour:** I do not think that that is what we were alluding to. We were alluding to the response time, namely, the time available to applicants and other interested parties to make submissions and, as well, the time frame within which the board would be obliged to make an order or dismiss an application, or whatever.

**Mr. Edge:** I am not sure if I fully understand all aspects of your question. Let me attempt to respond to it and come back again if I have not responded completely to it, Senator Balfour.

[*Traduction*]

dans le Nord. Je vous ai signalé que Polar Gas présenterait une requête en vue d'installer un gazoduc qui relierait plus tard le delta aux îles de l'Arctique. Il y a une forte activité dans la mer de Beaufort cette année. On procède au forage de bon nombre de puits. M. Vollman vous donnera plus de précisions si vous le voulez.

**Le sénateur Lucier:** Très bien. Je voudrais d'autres renseignements mais ce que j'aimerais savoir c'est si on a définitivement abandonné la question du sous-marin.

**M. Edge:** Par sa nature, l'Office n'est pas un grand instigateur de recherches. Les projets que l'on nous propose ne sont pas toujours des entreprises commerciales bien élaborées, contrairement à ce que nous croyons. Nous supposons que les intéressés nous communiqueront les résultats de leurs recherches pour étayer la technologie envisagée, qu'il s'agisse de transport par sous-marin, de l'installation de pipe-lines dans le pergélisol ou de l'élimination du pergélisol. Au cours des audiences, on nous présente la plupart du temps beaucoup de preuves à l'appui de la technologie d'après lesquelles nous décidons de ces projets.

**Le sénateur Lucier:** L'évaluation que vous comptez faire, comme vous nous l'avez dit plus tôt, ne nous sera pas soumise pour étude.

**M. Edge:** A l'heure actuelle, il n'existe pas de marché pour le GNL des îles de l'Arctique parce que le prix en est trop élevé par rapport à ce que les faibles marchés actuels d'Europe ou de l'est des États-Unis sont disposés à payer. Par conséquent, l'Office ne s'intéresse pas à ce genre de développement. J'ignore si d'autres organismes en poursuivent l'évaluation.

**Le sénateur Balfour:** Monsieur Edge, l'une des recommandations qu'a faites le Comité dans son rapport prédécent portait sur l'imposition de délais de réponses aux requérants et à l'Office. A-t-on envisagé la possibilité de fixer des limites aux interventions durant les audiences, sous réserve, évidemment, de prolongation.

**M. Edge:** C'est ce qui s'est produit jusqu'ici. Par exemple, j'ai assisté aux audiences sur le pipe-line du gaz naturel du Nord qui ont duré de 1975 à 1977. Nous avions à ce moment à notre service un très éminent conseiller, M. Soloway. Comme vous le savez, nous procédons d'une façon quasi-judiciaire. A son avis, que nous avons débattu et débattu, il est plus facile de diriger l'audience plutôt que de limiter une intervention ou d'imposer une limite de quinze minutes ou d'une demi-heure à l'audience des témoins. Nous avons estimé que des appels pouraient être inrejetés qui auraient ralenti ainsi tout le processus.

**Le sénateur Balfour:** Je ne pense pas que ce soit à cela que nous faisions allusion. Nous parlions du temps de réponse, c'est-à-dire les délais dont disposeraient les requérants et autres parties intéressées pour présenter leur projet ainsi que les délais dans lesquels l'Office serait tenu de statuer, d'accepter ou de rejeter une demande, par exemple.

**M. Edge:** Je ne suis pas sûr de bien vous comprendre. Je vais essayer de répondre à votre question et y reviendrai si je ne réussis pas complètement, sénateur Balfour. Nous sommes

[*Text*]

We are both in control and not in control of our own process. We are in control in the sense that we make rules and procedures for the way we handle things. We require filings by certain dates. We issue deficiencies and we set down hearings for certain dates. To that extent we control a hearing but, if you have a counsel who is opposed to an application and is using every legal noose and device to thwart proceedings, it is very difficult to impose time constraints without running into an appeal.

Perhaps I could invite senior counsel, Mr. Schultz, to speak to these kinds of severe legal problem in imposing deadlines in our proceedings.

**Mr. N. J. Schultz, Senior Counsel, National Energy Board:** As Mr. Edge has indicated, the board does set time for filings on interventions and filing of evidence prior to a hearing. It sets the date for the hearing which imposes an automatic time constraint regarding when people have to complete their preparation so, in that sense, the board moves the process along.

To the extent that someone, however, wishes to take every opportunity to pursue an opposing position, the requirements of natural justice, in effect, require the board to be patient, to listen and allow that party to explore its opposition as fully as is reasonably necessary. There are very severe constraints on the board in terms of cutting someone off when they are pursuing a line of questioning or an approach to the case which deals with issues as they have been identified but which, and perhaps another perspective, might be trying someone else's patience.

Applicants, of course, are always anxious to get on with their case. They, typically, believe that they can address an objection that anyone raises. Nevertheless, the board has to make a decision, has to hear what the objections are and listen to all parties fairly and equally. I think those are the constraints. Mr. Edge was referring to when he indicated that once the hearing is in process it can go on somewhat longer than the applicant may wish.

**Senator Balfour:** I think you used the word "reasonable" and I think that is a key word. Does the board, as a matter of practice—if there is an intervenor—impose any kind of a timetable on an intervenor?

**Mr. Edge:** That is entirely in the discretion of the presiding member. I have presided in a number of cases and it is always my feeling that the case should be moved along and that views, which are not deemed by the board to be relevant, should be cut off. However, one has to keep constantly in mind the principle of fairness because of the legal grounds of appeal to the courts. The control of the presiding member of the proceedings can do a lot to have efficient, effective and, at the same time, fair proceedings.

**Senator Balfour:** So you more or less play it by ear?

**Mr. Edge:** By ear and by experience.

[*Traduction*]

maîtres de notre propre processus tout en ne l'étant pas. Nous en sommes maîtres en ce sens que nous établissons les règles et la procédure. Nous exigeons que les projets soient déposés dans certains délais. Nous signalons les lacunes et fixons les dates de nos audiences. Nous tenons donc les rênes pour ce qui est des audiences mais, si un conseiller s'oppose à une demande et recourt à toutes les tactiques et à tous les mécanismes juridiques possibles pour contrecarrer la procédure, il est très difficile d'imposer des limites de temps sans que quelqu'un n'interjette appel.

Peut-être pourrais-je inviter notre conseiller principal, M. Schultz, à exposer le genre de graves problèmes juridiques qu'entraîne l'imposition de limites de temps dans notre procédure.

**M. N. J. Schultz, conseiller principal, Office national de l'énergie:** Comme l'a signalé M. Edge, l'Office fixe effectivement des délais pour le dépôt de documents et de mémoires avant la tenue d'une audience. Il fixe la date de l'audience et impose ainsi automatiquement un délai à ceux qui veulent soumettre un projet; de cette façon, l'Office accélère le processus.

Toutefois, si quelqu'un veut saisir toutes les occasions possibles d'exprimer une objection, la justice naturelle exige effectivement que l'Office soit patient, qu'il écoute les intervenants et qu'il leur permette d'exprimer leur opposition dans les limites du raisonnable. L'Office doit se soumettre à des règles très strictes lorsqu'il veut interrompre un témoin qui a pris une voie donnée ou qui s'attaque à une question qui a déjà été soulevée et qui, peut-être, pourrait pousser la patience de certains à bout.

Évidemment, les requérants ont toujours hâte d'exposer leur cas. En règle générale, ils croient pouvoir répondre à toute objection soulevée; néanmoins, l'Office doit prendre une décision, doit entendre les objections et écouter toutes les parties équitablement. Je crois qu'il s'agit là des contraintes auxquelles faisait allusion M. Edge lorsqu'il a dit que l'audience peut parfois durer plus longtemps que ne le désirerait le requérant.

**Le sénateur Balfour:** Je crois que vous avez utilisé le terme «raisonnable» qui, à mon avis, est un mot clé. En pratique, l'Office impose-t-il un délai quelconque à un intervenant?

**M. Edge:** Cela est entièrement laissé à la discrétion du président. J'ai moi-même présidé un certain nombre d'audiences et il m'a toujours semblé qu'il aurait fallu passer d'une chose à l'autre plus rapidement et interrompre les témoins dont le point de vue n'était pas jugé pertinent par l'Office. Toutefois, il ne faut jamais oublier le principe de l'égalité, vu les motifs juridiques pouvant être invoqués pour faire appel devant les tribunaux. Le président de l'audience a un grand rôle à jouer pour assurer l'efficience, l'efficacité et, en même temps, le caractère équitable du processus.

**Le sénateur Balfour:** Vous y allez donc plus ou moins à l'estime?

**M. Edge:** A l'estime et par expérience.

[*Text*]

**Le sénateur Le Moyne:** Au sujet de l'hydro-électricité, est-ce que tous les projets sont en suspens, congelés, comme vous le disiez, au sujet du gaz?

**M. Edge:** A ce moment, une audience se déroule concernant l'exportation d'électricité par l'Hydro-Québec à NE Pool aux États-Unis. Il existe beaucoup d'activités dans les projets d'électricité pour l'exportation aux États-Unis. Ce marché est aussi actif en Colombie-Britannique de même qu'au Manitoba.

**Le sénateur Le Moyne:** Il n'y a rien de semblable dans ces provinces. Vous avez l'exploitation systématique de tous les sites possibles,—je ne dis pas l'exploitation immédiate, mais éventuelle de tous les sites possibles?

**M. Edge:** Je demanderais à M. Farmer de répondre, s'il vous plaît.

**M. J. Farmer, vice-président associé, office national de l'Énergie:** Il n'y a actuellement aucun gel des audiences sur l'électricité. Ce que M. Edge a mentionné, c'est qu'à ce moment même, il y a une audience à Montréal de l'Hydro-Québec pour exporter de l'électricité vers les États-Unis. Naturellement, il y a des objections.

Votre deuxième question est à l'effet de savoir si tous les développements du Canada sont en train d'être exploités; la réponse serait plutôt non, car la priorité c'est d'obtenir un marché avant de développer les barrages en question.

**Le sénateur Le Moyne:** Il n'y a aucun souci d'avenir qui transcende les marchés.

**M. Farmer:** Le souci de l'avenir pour l'Office national de l'énergie, c'est la disponibilité des ressources électriques. Avant de donner un permis d'exportation, l'Office doit s'assurer premièrement qu'il y a des approvisionnements suffisants, et pour ce faire, l'Office doit s'assurer également de la demande, soit dans la province concernée ou à l'extérieur de cette dernière. La différence entre les deux devient un surplus exportable. C'est le souci premier de l'Office de s'assurer que les besoins canadiens sont satisfaits.

**Le sénateur Le Moyne:** Est-ce qu'il n'y a pas une ouverture vers l'avenir? Il ne s'agit pas de ce que nous pouvons produire maintenant, il ne s'agit pas non plus de ce que nous consommons dans le moment, mais de ce qui va se passer dans l'avenir. Nous aurons besoin de toutes les ressources imaginables. L'Office est bien placé pour savoir ce qui se passe. Est-ce qu'une préoccupation de cet ordre existe à l'Office?

**M. Farmer:** Notre Office se tient au courant de ce qui se passe au Canada et aux États-Unis. L'Office national de l'énergie fait partie de ce qu'on appelle le north American Electricity Reliability Council. Nous participons aux réunions de façon mensuelle avec les Américains. Nous savons ce qui se passe partout aux États-Unis et au Canada.

Quant au développement que vous mentionnez, vous n'êtes pas sans savoir qu'en Ontario, plusieurs usines nucléaires ont dû être fermées, qui ne seront pas complétées à ce moment-ci. Évidemment, si elles étaient complétées, il y aurait un énorme surplus d'électricité.

Alors il y a eu une réévaluation de la demande, suite aux augmentations des coûts. Cette réévaluation de la demande

[*Traduction*]

**Senator Le Moyne:** On the subject of hydro-electricity, are all projects in suspended animation, frozen as you called it with respect to gas?

**Mr. Edge:** A hearing is going on at the present time into the exporting of electricity by Hydro-Quebec to the NE Pool in the United States. There is a lot going on in connection with exporting electricity to the United States. The market is an active one for British Columbia and Manitoba too.

**Senator Le Moyne:** There is nothing similar in those provinces. You have systematic exploitation of all possible sites, I don't mean immediate exploitation, but eventually?

**Mr. Edge:** I would ask Mr. Farmer to answer that, if he will.

**Mr. J. Farmer, Associate vice-president, national Energy Board:** There is no freeze at the present time on electricity hearings. What Mr. Edge was talking about was that at this time there is a hearing going on in Montreal on the question of Hydro-Quebec's exporting electricity to the United States. Naturally there are objections.

Your second question was whether all developments in Canada were being made use of; the answer would have to be no, because our priority is to find a market before developing the dams in question.

**Senator Le Moyne:** There is no concern for the future, transcending the question of markets?

**Mr. Farmer:** The National Energy Board's concern for the future is the availability of electricity resources. Before giving a export permit the Board has to establish first of all whether there are adequate supplies, and to do this the Board has also to establish what the level of demand is, either in the province concerned or outside it. The difference between the two becomes an exportable surplus. The Board's first concern is to see that Canadian needs are met.

**Senator Le Moyne:** But what about the future? It's not a question of what we can produce now, or what we're consuming at the moment, but of what is going to happen in the future. We will need all conceivable resources. The Board is in a good position to know what's happening. Is this a concern at the Board?

**Mr. Farmer:** Our Board keeps abreast of what is happening in Canada and the United States. The National Energy Board belongs to something called the North American Electricity Reliability Council. We have monthly meetings with the Americans. We know what's going on all over the United States and Canada.

With respect to the development you mentioned, you are no doubt aware that in Ontario a number of nuclear power stations have had to be shut down and construction won't be completed on some others. Obviously if they had been completed, there would be an enormous surplus of electricity.

So demand has been re-assessed following cost increases. The result of this demand re-assessment is that certain con-

[*Text*]

fait que certaines constructions doivent être arrêtées et d'autres sont tout simplement terminées. Il n'y a plus, il n'y a pas actuellement de grande construction en vue.

**Le sénateur Le Moyne:** Hydro-électrique ou autres?

**M. Farmer:** Oui.

**Senator Adams:** Earlier Senator Lucier asked a question regarding the progress of Norman Wells. Is the Norman Wells pipeline near completion?

**Mr. Edge:** The pipeline is not finished. What I was saying is that, on the progress made so far, without being perfect, it has been operating in what the board would regard, with its knowledge, a satisfactory way and, in general, with the co-operation of the native people as well as with the support of the Government of the Northwest Territories.

**Senator Adams:** Do you have an estimate of how many native people are employed on that project?

**Mr. Edge:** I do not have a precise figure, but there are about 330.

**Senator Adams:** Do you know what type of work they are doing? Are they being subcontracted by some of the companies to do labour work?

**Mr. Edge:** I would ask Mr. Shwed to respond to that.

**Mr. Shwed:** In conjunction with local government, IPL arranged for schooling for native people. They were given schooling in welding and in other jobs which formed part of pipeline construction. Some of these native people are doing very well. There are, of course, some failures but generally speaking, this was a very successful project.

**Senator Adams:** What percentage of failures has been experienced among these native people who have been involved in this project by IPL?

**Mr. Shwed:** The situation is more a case of people tending to drift away after a certain time. Perhaps this is because of hunting or other involvements. Basically, however, it was a very successful project.

**Senator Adams:** Mr. Chairman, I have another question. You mentioned an application by Polar Gas that was coming up some time in the future, perhaps in the fall of this year. My. Colleague, Senator Lucier, asked a question about LNG and I would like to ask a supplementary on that. What is the most appropriate method of transporting LNG, ice-breakers or a pipeline? In the summer, shipping is not a problem but in the winter, there might be some difficulty with the ice-breakers.

As far as I understand the situation, Polar Gas have made an application to build a pipeline from the Arctic Islands to the south. I understand at the moment that Polar Gas do not have a market for this gas. Can you tell me what the situation is with respect to markets for this particular gas?

**Mr. Edge:** I have not yet seen the Polar Gas application, Senator Adams. I understand that it will not contain a definitive market contract. I think you are aware that Tenaco is one

[*Traduction*]

struction has to be halted and some projects have simply been cancelled. There's no more, there's currently no major construction planned.

**Senator Le Moyne:** Hydro-electric or other?

**Mr. Farmer:** That's right.

**Le sénateur Adams:** Le sénateur Lucier a posé une question plus tôt sur l'avancement des travaux du pipe-line de Norman Wells. Est-il en voie d'achèvement?

**M. Edge:** Le pipe-line n'est pas terminé. Je disais sur les progrès réalisés jusqu'ici que, sans être parfaits, les travaux avancent d'une façon que l'Office considère, avec ses connaissances, comme satisfaisante et, en règle générale, avec la collaboration des autochtones ainsi que l'appui de l'administration des Territoires du Nord-Ouest.

**Le sénateur Adams:** Avez-vous une idée du nombre d'autochtones qui travaillent à ce projet?

**M. Edge:** J'ignore le chiffre exact mais, ils sont environ 330.

**Le sénateur Adams:** Savez-vous à quel genre de tâches ils sont affectés? Ont-ils été recrutés par certaines compagnies pour faire du travail manuel en sous-traitance?

**M. Edge:** Je préférerais que M. Shwed réponde à ces questions.

**M. Shwed:** De concert avec les autorités locales, Interprovincial Pipeline Limited (IPL) offre des programmes de formation aux autochtones en soudage et en d'autres métiers nécessaires à la construction d'un pipe-line. Certains de ces autochtones réussissent très bien tandis que d'autres, évidemment, essuient des échecs mais, en règle générale, ce projet a remporté beaucoup de succès.

**Le sénateur Adams:** Quel est le pourcentage d'échecs des autochtones qui ont participé à ce projet de l'IPL?

**M. Shwed:** C'est plutôt un problème de désintéressement après un certain temps que d'échec. Peut-être est-ce dû à la chasse ou à d'autres activités. Toutefois, le projet fut une réussite dans son ensemble.

**Le sénateur Adams:** Monsieur le président, je voudrais poser une autre question. Vous avez parlé d'une demande que Polar Gas soumettrait dans quelque temps, peut-être à l'automne prochain. Mon collègue, le sénateur Lucier, a posé une question sur le GNL et j'aimerais à mon tour poser une question supplémentaire à ce sujet. Quelle est la méthode la plus appropriée pour transporter le GNL, par brise-glace ou pipe-line? L'été, le transport ne pose pas de problème mais l'hiver, il pourrait être plus difficile par brise-glace.

Si je comprends bien, Polar Gas aurait présenté une requête en vue de construire un gazoduc qui irait des îles de l'Arctique jusqu'au sud, mais, à l'heure actuelle, cette société n'a pas encore trouvé de débouchés pour ce gaz. Pouvez-vous me dire s'il y en a?

**M. Edge:** Je n'ai pas encore examiné la requête de Polar Gas, sénateur Adams. D'après ce que je comprends, elle ne fera pas état d'un contrat de marché définitif. Vous savez sans

[*Text*]

of the main supporters of that project, but the initial pipeline will be, I think, from the Mackenzie Delta to US and Canadian markets. In this instance, obviously a pipeline is the overwhelmingly economic choice, if there is an economic project there.

Whether one uses submarines or tankers in the Beaufort Islands, say, or the Arctic Islands, really depends on the nature of the project. I think these have been studies done on oil out of the Beaufort, but it depends on the market, and the location of that market. In most cases, pipelines provide an assurance of supply and, quite often, the lowest cost. However, in the further out Arctic Islands, for example, obviously the sponsors of the APP believed that moving by ice-breaker tanker was the way to go, and that getting between the islands might have offered more difficulty compared with the ice-breaking tanker route.

Certainly, if the oil and gas is close to land, pipelines will often be a preferred position. When you look at Hibernia, for example, that is a different question.

**Senator Adams:** Is there any indication that the Polar Gas pipeline would connect in any way to Norman Wells pipeline, or perhaps run alongside it?

**Mr. Edge:** Norman Wells is a hot oil pipeline. As I said, I have not yet seen the route that Polar Gas is choosing but I am sure that it will be fairly close to the Norman Wells south line.

**Senator Adams:** Do you have an application by Panarctic for a small pipeline of something around ten miles in length at the north end of Melville Island to pump oil?

**Mr. Edge:** I am not clear, senator, which project you are referring to.

**Senator Adams:** I am referring to a small, 10-or 12-mile long pipeline that Panarctic proposes to build in the Arctic zone.

**Mr. Edge:** Is that the Van Horne oil project?

**Senator Adams:** Yes, that is the one.

**Mr. Edge:** At the moment, the board does not have any involvement in that project. As I understand what is happening, the project would not result in a pipeline or other installations which would come under the jurisdiction of the board. The small pipelines that would be required in that case would logically come under COGLA, probably. However, the board is aware of developments on that project. I am not sure if it has been fully crystalized yet. I believe it has been scaled down somewhat. We keep in touch with what is happening there, but at the moment there is no evidence that there will be an aspect of that project that would require a formal decision by the National Energy Baord.

**The Chairman:** Would the transportation of oil from the Arctic to Montreal not require a decision of the board?

**Mr. Edge:** You are talking about the extent to which the oil being transported by boat would go into international waters, which could legally require what might be called an export-

[*Traduction*]

doute que Tenaco est l'un des principaux instigateurs de ce projet, mais je pense que le premier gazoduc ira du delta du Mackenzie aux marchés américains et canadiens. Dans ce cas, le gazoduc serait manifestement l'option la plus rentable entre toutes.

Le choix du transport par sous-marin ou méthanier dans les îles Beaufort, ou dans les îles de l'arctique, disons, dépendra de la nature du projet. Je crois que certaines, études ont porté sur le transport du pétrole à partir des îles Beaufort, mais tout dépend du marché et du lieu géographique de ce marché. Dans la plupart des cas, les pipe-lines offrent, à mon avis, une garantie d'approvisionnement et, souvent, de coût inférieur. Toutefois, par exemple, les commanditaires du projet pilote de l'Arctique ont manifestement cru que le transport dans les îles de l'Arctique plus éloignées, par navire-citerne brise-glace était la solution idéale étant donné que le transport entre les îles serait plus compliqué par pipe-line.

Certes, si les ressources de pétrole et de gaz se trouvent près de la terre, on choisira souvent les pipe-lines. Si vous pensez à Hibernia, par exemple, c'est une autre paire de manches.

**Le sénateur Adams:** A-t-on envisagé de relier le pipe-line de Polar Gas au pipe-line de Norman Wells, ou de les faire courir côte-à-côte?

**M. Edge:** Le Norman Wells est un pipe-line de pétrole chaud. Comme je l'ai dit, j'ignore encore le trajet que Polar Gas choisira mais je suis sûr qu'il sera relativement rapproché du pipe-line sud de Norman Wells.

**Le sénateur Adams:** Panarctic vous a-t-elle soumis une requête en vue de l'installation d'un petit pipe-line d'environ dix milles de longueur à la pointe nord de l'île Melville pour pomper l'huile?

**M. Edge:** Je ne vois pas exactement de quel projet vous voulez parler, sénateur.

**Le sénateur Adams:** Je pense à un petit pipe-line de dix ou douze milles de longueur que Panarctic se propose de construire dans la région arctique.

**M. Edge:** S'agit-il du projet Van Horne?

**Le sénateur Adams:** Oui, c'est cela.

**M. Edge:** Pour l'instant, l'Office ne s'y est pas encore intéressé. Si je comprends ce qui se passe, il ne s'agirait pas d'un pipe-line ou installations qui ressortiraient à la compétence de l'Office. Les petits pipe-lines qu'il faudrait installer dans ce cas relèveraient logiquement de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada en toute probabilité. Toutefois, l'Office est au courant de ce projet. Quant à moi, j'ignore s'il s'est déjà tout à fait concrétisé. Je crois que l'on en a quelque peu réduit l'ampleur. Nous nous tenons au fait de ce qui se produit là-bas mais, pour l'instant, rien n'indique que l'Office national de l'énergie dura à prendre une décision formelle sur un aspect quelconque de ce projet.

**Le président:** Le transport du pétrole de l'Arctique jusqu'à Montréal ne serait-il pas assujetti à une décision de l'Office?

**M. Edge:** Vous parlez de la mesure dans laquelle le pétrole transporté par bateau passerait dans des eaux internationales, ce qui pourrait légalement nécessiter la délivrance de ce qu'on

[*Text*]

import licence. That type of situation is normally looked at somewhat differently by the board than a pure export licence.

**The Chairman:** Mr. Edge, next to your initiative of the co-operation you have set up with COGLA in establishing regulatory and technical consistency, the next most important initiative undertaken by the board as a result of our report was what I think you have referred to as a massive overhaul of many of your regulations and your Rules of Practice and Procedure and also the schedule to the Rules of Practice and Procedure. May I ask you whether this revised document has been completed, and will it be implemented before the end of this year, as you have indicated?

**Mr. Edge:** I will start with a general answer, then my colleagues will give you more specific details.

Each of these regulations and sections have been looked at on a project by itself. We have had roughly 25 projects to upgrade and ensure that our regulations are pertinent. Some of those have been completed. They have involved a formulation of what is now appropriate. They required extensive discussions with industry and we have had their comments. The regulations have gone back to industry and a large number of them will be finalized this year, although not all of them. However, I shall ask Mr. Shwed to reply more specifically to your question.

I think the answer is that we felt it best to move on each one, as it were, separately and try to bring that to fruition, since they require different degrees of consultation, and we have made a great deal of progress. Some are complete, the great majority are expected to be completed by this year and some will be on-going until slightly after the end of the year. However, I will now ask Mr. Shwed to augment my answer.

**Mr. Shwed:** Thank you, Mr. Chairman. We have about five projects which relate to schedule to Rules of Practice and Procedure. They refer to section 44 and section 49 activities. We held a session of two-day meetings with gas companies, after which we issued a revised draft for their comments. They came back with their comments. Oil companies requested additional meetings to the one we held in private, and these meetings are scheduled for the first week of June. By the end of June, we should be finalizing the oil pipeline companies. Within the next month or two, I would say that we should have a good draft covering oil and gas companies schedule, which refers to the activities of oil and gas companies. These actions will all be within the board.

From then on, we will proceed to the PC Office, and that may take some time. However, by the end of this year, I visualize that all of our activities, as far as regulatory upgrading, should be finished.

**Mr. Edge:** Mr. Chairman, we have perhaps made visible one other important aspect of this whole subject. Our regulations, by their very nature, must be standard for all applications. However, on a specific application, perhaps only parts of those regulations may apply. We have advised all parties that if they think the information being requested by the board is not per-

[*Traduction*]

pourrait appeler une licence d'export-import. Généralement, l'Office considère ce genre de situation différemment d'une licence d'exportation pure.

**Le président:** Mise à part la collaboration que vous avez obtenus de l'APGTC en vue d'instituer une certaine cohérence sur les plans réglementaire et technique, la plus importante initiative qu'a entrepris l'Office par suite du dépôt de notre rapport fut ce que vous avez désigné, je crois, comme une révision massive de nombre de vos règlements et de vos Règle de pratique et de procédure ainsi que de l'annexe de ces Règles de pratique et de procédure. Puis-je vous demander si la version révisée de ce document est terminée et si elle entrera en vigueur avant la fin de l'année comme vous l'avez dit?

**M. Edge:** Je vous répondrai d'abord d'une façon générale, puis laisserai mes collègues vous répondre avec plus de détails.

Chaque règle et article ont été considérés comme un projet distinct. Nous avions quelque vingt-cinq projets à améliorer et devions veiller à ce que nos règlements soient pertinents. Certains ont déjà pris une forme définitive. Il a fallu pour cela les reformuler, discuter longuement avec l'industrie et obtenir ses commentaires. Les règlements ont ensuite été soumis de nouveau à l'industrie et bon nombre d'entre eux seront mis au point cette année, mais pas tous. Toutefois, je laisserai M. Shwed vous donner plus de détails à ce sujet.

Nous avons estimé préférable de nous pencher sur un règlement à la fois puisque chacune requiert un degré de consultation différent; nous avons déjà fait beaucoup de progrès. La rédaction de certaines règles est maintenant terminée, et la plupart devrait prendre une forme définitive avant la fin de l'année, tandis que le sort de certaines sera déterminé peu après la fin de l'année. Permettez-moi maintenant de demander à M. Shwed d'étayer ma réponse.

**M. Shwed:** Je vous remercie, monsieur le président. Nous avons quelque cinq projets en cours qui portent sur l'annexe des Règles de pratique et de procédure. Ils concernent les activités visées aux articles 44 et 49. Nous avons entendu pendant deux jours les sociétés gazières, après quoi nous leur avons soumis une version révisée pour observations. Les sociétés pétrolières ont demandé que d'autres réunions soient tenues à huis clos, et ces réunions auront lieu durant la première semaine de juin. A la fin du mois de juin, nous devrions avoir mis au point les articles concernant les sociétés de construction de pipe-lines. Dans les deux prochains mois, nous devrions avoir terminé une bonne ébauche de l'annexe qui se rapporte aux activités des sociétés pétrolières et gazières. Tous ces travaux de rédaction sont exécutés par l'Office.

Par la suite, nous communiquerons avec le Bureau du Conseil privé, ce qui pourrait prendre un certain temps. Toutefois, d'ici la fin de l'année, je prévois que toutes nos travaux de réforme des réglements devraient être terminés.

**M. Edge:** Monsieur le président, nous avons peut-être mis en lumière un autre important aspect de la question. De par leur nature, nos règles doivent être appliquées uniformément à toutes les requêtes, toutefois, il est possible que seules quelques règles s'appliquent à une demande donnée. Nous avons informé toutes les parties de leur droit de refuser de donner

[*Text*]

tinent to their particular application, they can seek a waiver of that particular information.

We have not yet had a large response but these will come up as the new projects come before us. They will need to be handled intelligently by the board and its staff. This is a major step forward for us to have indicated that we are not expecting the companies to file detailed information which is not relevant to their own particular case, even though the general regulations for other cases might say that it is necessary that this type of information be provided. I think that is a progressive step forward.

**The Chairman:** I was interested in your comment that industry is participating and is involved in the whole overhaul of those regulations.

**Mr. Edge:** We have had extensive consultation with the industry on that. I mentioned earlier that we are working with all the members of the Canadian Standards Association, which includes members from industry. Af far as the offshore is concerned, both COGLA and ourselves are working jointly with the industry.

We have not announced this yet, but when we circulate our draft regulations we will also ask the international certifying and classification bodies to comment on them. So, when our regulations go into effect you can be assured that there was extensive consultation to determine that they are appropriate to the circumstances.

**The Chairman:** What has been the reaction of industry to this process?

**Mr. Edge:** It is an ongiong one; they expect co-opeation and I think they are getting it. These are higly technical subjects and we value the input. We can draft what we consider to be good regulations, but we generally find that there can be valuable contributions from the industry and other bodies. We regard that as a standard part of our procedure in dealing with regulations. All our regulations must go out for discussion before we finalize them and ask the Privy Council Office to process them.

**The Chairman:** Finally, one other initiative which we should mention is your pre-hearing conferences which are held prior to the taking of evidence. Have you had any experience with that yet, or is that in the formulation stage?

**Mr. Edge:** Yes. I mentioned partly in connection with the pre-hearing process that we have held a series of meetings on the Venture project off the east coast. There has been extensive discussion by the proponents of that project with our staff. We have met with the Polar Gas group to discuss what information will be relevant to their needs. We met with the Leprau II officials and have had extensive discussions with officials from TransCanadian Pipe-Lines.

[*Traduction*]

certains renseignements que demande l'Office si elles ne les estiment pas pertinentes à leur requête.

Nous n'avons pas encore reçu un nombre élevé de réponses, mais il devrait s'accroître à mesure que de nouveaux projets nous sont soumis. Il faudra que ces projets soient traités d'une façon intelligente par l'Office et son personnel. Nous avons fait un grand pas en avant en informant les sociétés que nous ne nous attendons pas à ce qu'elles nous soumettent des renseignements précis qui ne correspondent pas à leur situation respective, même si, en vertu des règles générales applicables à d'autres cas, il est nécessaire de fournir ce genre d'information. Je crois qu'il s'agit d'un pas en avant.

**Le président:** Vous avez suscité mon intérêt en disant que l'industrie participe activement à la révision globale de ces règles.

**M. Edge:** Effectivement, nous avons longuement consulté l'industrie à ce propos. J'ai signalé plus tôt que nous travaillons de concert avec tous les membres de l'Association canadienne de normalisation dont font également partie de membres de l'industrie. En ce qui concerne les travaux en mer, l'APGTC et l'Office national de l'énergie travaillent tous deux en collaboration avec l'industrie.

Nous n'avons pas encore rendu ce fait public, mais lorsque nous ferons circuler l'ébauche de nos Règles, nous demanderons également aux organismes internationaux d'accréditation et de classification de nous faire parvenir leurs commentaires. Ainsi, soyez assurés que lorsque nos Règles entreront en vigueur, elles auront été le fruit de nombreuses consultations et qu'elles seront adaptées aux circonstances.

**Le président:** Quelle a été la réaction de l'industrie à cette façon de procéder?

**M. Edge:** Il s'agit d'un processus suivi. L'industrie s'attend à une collaboration de notre part et j'estime que c'est ce que nous lui offrons. Ces sujets sont très techniques et nous attachons une grande importance à la collaboration. Nous pouvons rédiger des règlements que nous estimons efficaces, mais nous constatons que en général l'industrie et d'autres organismes peuvent assurer une précieuse collaboration. Nous estimons qu'il s'agit d'une étape normale de l'élaboration de nos règlements. En effet, tous doivent faire l'objet de débats avant que nous y mettions la dernière main et demandions au Bureau du Conseil privé de les traiter.

**Le président:** Enfin, nous devrions mentionner une autre initiative; il s'agit de vos conférences préalables aux auditions qui sont tenues avant la consignation des témoignages. En avez-vous déjà tenus, ou sont-elles encore à l'étape de formulation?

**M. Edge:** Oui. J'ai mentioné, au sujet du processus préalable aux audiences, que nous avons organisé une série de réunions sur le projet de Venture, au large de la côte Est. Ses promoteurs en ont débattu longuement avec notre personnel. Nous avons rencontré le groupe Polar Gas afin de voir de quels renseignemetns il a besoin. Nous nous sommes également réunis avec les représentants de Lepreau II et avons eu de longs entretiens avec des représentants de TransCanada PipeLines.

[*Text*]

**The Chairman:** So those pre-hearing conferences are designed to assist and facilitate the application process?

**Mr. Edge:** Yes. I had better explain that I have one qualification. We are there to make known—and we have issued information bulletins on this—what is required in the regulatory process. We indicate the information needs which are relevant to that particular process, but we cannot help an applicant make his application. That would be going too far.

In terms of trying to be helpful, in terms of making known all the requirements of the regulatory process and what information is needed, we go a long way to helping applicants, but we will not go to the point where it would be deemed we were assisting them in making their application because that would give grounds for an appeal.

**The Chairman:** Are there any further questions? If not, Mr. Edge, I should like to thank you for your submission. We appreciate very much the initiatives taken by the NEB as a result of our report and we shall continue to watch with interest your future initiatives.

I should like to commend the NEB and the Canada Oil and Gas Lands Administration for being able to come up with a set of regulations that march to the beat of the same drum. Hopefully we can get more marching to that same beat as we proceed. Thank you again for the initiatives you have taken and we shall watch with interest as you promulgate them in the future and no doubt will be talking to you again.

**Mr. Edge:** Thank you, Mr. Chairman. As you can see, we read your first report very carefully and we thank you and your colleagues for your kindness.

**The Chairman:** We shall take a five-minute recess now and will resume with officials from the Department of Indian Affairs and Northern Development.

(*A short recess*)

**The Chairman:** Honourable senators, we will now continue our meeting with rsepect to examining the Fifth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline entitled, "Marching to the Beat of the Same Drum". We have before us the response of the government as compiled by the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Could I have a motion to append the response to the record of today's meeting?

**Senator Doody:** I so move, Mr. Chairman.

(*For text of document see p. 9A:38.*)

**The Chairman:** Honourable senators, we have with us Mr. G. N. Faulkner, Assistant Deputy Minister, Northern Affairs Program. He originally appeared before the committee and made a presentation on behalf of the department. I believe he appears today on behalf of all governmental departments in

[*Traduction*]

**Le président:** Ainsi, ces conférences préalables aux auditions sont conçues pour faciliter le processus de présentation des demandes?

**M. Edge:** C'est exact. Je ferais bien d'expliquer que j'ai toutefois une réserve à exprimer. Nous sommes là pour informer les intéressés—et nous avons, à cette fin, distribué des bulletins d'information—des conditions inhérentes au processus de réglementation. Nous mentionnons les besoins en information qui sont propres à ce processus, mais nous ne pouvons aider un requérant à présenter sa demande. Ce seraient aller trop loin.

Par souci d'être utiles et d'informer les intéressés de toutes les conditions inhérentes au processus de réglementation ainsi que des renseignements nécessaires, nous faisons beaucoup pour aider les requérants, mais sans aller jusqu'au point où il pourrait sembler que nous les aidons à présenter leurs demandes, car il y aurait là un motif d'appel.

**Le président:** Y a-t-il d'autres questions? Dans ce cas, monsieur Edge, je voudrais vous remercier de votre exposé. Nous sommes très heureux des initiatives prises par l'ONE à la suite du dépôt de notre rapport et nous continuerons de surveiller avec intérêt vos prochaines initiatives.

Je voudrais féliciter l'ONE et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada d'avoir réussi à établir une série de règlements sur la même longueur d'onde. Espérons que cette tendance se poursuivra. Je vous remercie encore une fois des initiatives que vous avez prises; nous en surveillerons l'évolution avec intérêt, au fur et à mesure que vous les réaliserez. Nous vous reverrons sûrement.

**M. Edge:** Je vous remercie, monsieur le président, comme vous pouvez le constater, nous avons lu très attentivement votre premier rapport et vous remercions, vous ainsi que vos collègues, de votre amabilité.

**Le président:** Nous allons maintenant faire une pause de cinq minutes. Nous entendrons des représentants du ministère des Affaires indiennes et du Nord.

(*courte pause*)

**Le président:** Honorables sénateurs, nous allons maintenant poursuivre notre réunion concernant l'examen du cinquième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord intitulé: Sur la même longueur d'onde. Nous avons sous les yeux la réponse du gouvernement qu'a présentée le ministère des Affaires indiennes et du Nord.

Quelqu'un voudrait-il proposer qu'on annexe cette réponse au procès-verbal de la séance d'aujourd'hui?

**Le sénateur Doody:** J'en fais la proposition, monsieur le président.

(*Pour le texte du document, voir la page 9A:121.*)

**Le président:** Honorables sénateurs, M. G. N. Faulkner, sous-ministre adjoint au Programme des affaires du Nord, est aujourd'hui avec nous. Il a déjà comparu devant le Comité et fait un exposé au nom du Ministère. Je crois qu'il comparaît aujourd'hui au nom de tous les ministères afin de donner la

[*Text*]

making the government's response to the committee's recommendations. Mr. Faulkner will make a short opening statement and then answer questions. Mr. Faulkner, welcome back; we are always glad to see you.

**Mr. G. N. Faulkner, Assistant Deputy Minister, Northern Affairs Program:** Mr. Chairman, thank you very much.

Senators, I would like to introduce the people whom I have along with me today. With me is Mr. Taschereau, who is Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration; Ted Langtry, Assistant Director, Northern Environmental Protection Directorate; John Hucker, Director General, Northern Policy and Co-ordination Branch; Dennis Watson, Director General, Northern Regulatory Review Group; and P. Sullivan, Assistant Director, Northern Oil and Gas Policy.

It is a pleasure to be back before this committee. As you have already mentioned, we chose to attempt a fairly comprehensive response to this committee's report. The report by its very nature was extremely comprehensive. It covered a very broad range of subjects and it is very difficult to separate any one of the items of concern raised. Thus, using the mechanisms of the senior policy committee, which I chair, and which has representation, basically, of all government departments and the two territorial governments, all of whom are active in the north, we have attempted to provide a comprehensive report. I trust it comes through fairly clearly and that it did not lose anything in the interpretation process of a committee trying to write a comprehensive report, copies of which you have before you. I have more copies of the report in front of me, which will be available in the translated version within a couple of weeks. I apologize for it not being in French at this time.

There are a couple of key points which I would like to make in addressing the concerns raised in your report. The committee observed in one of these concerns that the government does not appear to have a strategy or a policy structure for northern development. Our response is that there is very clearly a broad set of policies which encompass northern policy in general and, specifically, areas of economic development and, of course, oil and gas development. There is not a policy vacuum. That does not mean to say that there is not a need to review policy constantly and amend it as circumstances change. Obviously, that is an ongoing challenge which we accept.

There is an overall strategy which the government has with regard to northern development. At this juncture, we believe it would be premature to attempt to establish a master plan which would determine the timing of development of the modes of the transportation and the place. Frankly, that would be quite foolhardy and we have not attempted it. Our experience with trying to generate plans is that they are either rejected by the people you are planning for or they are out of

[*Traduction*]

réponse du gouvernement aux recommandations du Comité. M. Faulkner fera une brève déclaration préliminaire, puis répondra aux questions. Monsieur Faulkner, nous vous souhaitons de nouveau la bienvenue; nous sommes toujours heureux de vous voir.

**M. G. N. Faulkner, sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord:** Monsieur le président, je vous remercie beaucoup.

Honorables sénateurs, j'aimerais vous présenter les personnes qui m'accompagnent aujourd'hui. Ce sont MM. Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz du Canada; Ted Langtry, directeur adjoint, Direction de la protection de l'environnement du Nord; John Hucker, directeur général, Direction générale de la politique et de la coordination du Nord; Dennis Watson, directeur général, Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord et P. Sullivan, directeur adjoint, Politique du pétrole et du gaz du Nord.

Je suis très heureux d'être de retour devant le Comité. Comme vous l'avez déjà mentionné, nous avons tenté de donner une réponse globale au rapport du Comité. De par sa nature, le rapport était extrêmement complet. Il englobait une très vaste gamme de sujets et il était très difficile de dissocier des autres l'un quelconque des points d'intérêt soulevés. Ainsi, à l'aide des mécanismes du Comité supérieur des politiques, dont je suis le président, et qui se compose essentiellement de représentants de tous les ministères et des deux administrations territoriales, qui sont tous très actifs dans le Nord, nous avons tenté de vous fournir un rapport complet. Je pense qu'il est assez clair et qu'il n'a rien perdu de sa substance lors du processus d'interprétation que doit respecter tout comité qui tente de rédiger un rapport complet. Vous en avez des exemplaires sous les yeux, et j'en ai d'autres devant moi. La version française sera prête dans quelques semaines. Je regrette qu'elle ne le soit pas déjà.

Je voudrais souligner quelques points importants au sujet des préoccupations soulevées dans votre rapport. Le Comité a fait remarquer, à propos d'une de ses préoccupations, que le gouvernement ne semble pas avoir de stratégie ou d'une structure d'orientation en ce qui concerne le développement du Nord. Nous rétorquons qu'il existe très manifestement un vaste ensemble de directives qui englobent la politique dans le Nord, en général, et, plus précisément, les secteurs de développement économique et, bien entendu, l'exploitation du pétrole et du gaz. Il est faux de dire que la politique manque de cohérence. Je ne veux pas dire qu'il ne faut pas constamment examiner la politique et la modifier selon les circonstances. De toute évidence, c'est un défi constant que nous acceptons de relever.

Le gouvernement a une stratégie globale à l'égard du développement du Nord. A ce moment-ci, nous pensons qu'il serait prématuré de tenter d'établir un grand plan qui définirait le calendrier de l'élaboration des modes de transport et le lieu visé. En toute franchise, ce serait bien téméraire, et c'est pourquoi nous nous en sommes abstenus. L'expérience nous a appris que, lorsque nous tentons d'établir des plans, ou bien les personnes concernées les rejettent, ou bien, les plans sont

[*Text*]

touch with the times by the time the process has been completed. So we have tended to steer clear of anything which comes close to being a blueprint or a master plan and have maintained a high degree of flexibility within a policy framework and strategy.

As was enunciated by the government back in 1972, the main thrust of northern policy is to seek that balance between the need for economic development on one hand and the recognition of social/political aspirations on the other, while at the same time protecting the environment and the cultural concerns of people living in the north.

The federal strategy for the 1980s is to continue our efforts to settle native land claims. They are the top priority in the north and as long as they remain unsettled there will always be an element of uncertainty—an element of unfinished business. Thus, that is a priority of the government.

There has been some significant progress recently in that respect of which committee members are most likely aware. We are very close to signing a final agreement with COPE, in Inuvialuit in the Mackenzie Delta area and we are close to signing an agreement in principle with the Council of Yukon Indians. Other negotiations are proceeding and one is hopeful that those, too, will achieve a degree of agreement at the principle level in the next year or two.

We continue to press for responsible government and to put in place all the mechanisms required to facilitate northern involvement in regional planning, land use planning and participation in the extraction of northern benefits, for example, from the oil and gas activities.

I would now like to deal with some aspect of the guiding policy structure. It is a well developed public review process in the north. We have just recently completed three and a half years of a FIRA public review which my minister precipitated by proposing that there be a conceptual review of Beaufort development. Although some people felt that development could take place very shortly, there was a view that there was a need for a clearing away of some industry goes too far down any one particular street. We believe this is a means of recognizing public concerns in the public interest while at the same time ensuring that industry does not waste a lot of money heading off in one direction which may not be acceptable. That process has just about come to a conclusion; the FIRA report on Beaufort development will be tabled sometime in July, I believe. We hope that report will provide considerable advice and some insight into the question of northern development. We also hope that these matters will be picked up by the governments who have a primary interest and responsibility in this area.

Subsequent to this committee's report, we moved on a comprehensive northern oil and gas action plan policy which provides some $130 million for further studies, something which I

[*Traduction*]

périmés au moment où l'on voudrait y mettre la dernière main. C'est pourquoi nous écartons tout ce qui peut ressembler à un schéma directeur ou à un plan principal, et avons conservé une très grande souplesse pour ce qui est du cadre de politique et stratégie.

Comme l'a énoncé le gouvernement en 1972, la politique du Nord tente principalement d'équilibrer d'une part, la nécessité de favoriser le développement économique et, d'autre part, la reconnaissance des aspirations socio-politiques, tout en protégeant l'environnement et en restant à l'écoute des préoccupations culturelles des habitants du Nord.

La stratégie du gouvernement fédéral pour les années 80 consiste à poursuivre les efforts pour régler les revendications territoriales des autochtones. Ces revendications constituent la grande priorité dans le Nord et, tant qu'elles ne seront pas réglées, elles demeureront un élément d'incertidude, une affaire non classée. Voilà donc une priorité pour le gouvernement.

Les membres du Comité sont fort probablement conscients du fait que des progrès remarquables ont été récemment accomplis à cet égard. En effet, nous sommes sur le point de signer une entente finale avec le CEDA, à Inuvialuit, dans la région du delta du Mackenzie, ainsi qu'une entente de principe avec le Conseil des Indiens du Yukon. D'autres négociations sont en cours, nous espérons qu'elles feront également l'objet d'une entente de principe d'ici à un an ou deux.

Nous continuons de réclamer une gestion responsable et d'instaurer tous les mécanismes nécessaires pour faciliter la participation des habitants du Nord à la planification régionale, à la planification de l'utilisation des terres, ainsi que leur participation à l'utilisation des retombées que peuvent avoir pour le Nord, des activités comme l'exploitation du pétrole et du gaz.

Je voudrais maintenant aborder quelques aspects de la structure de la politique d'orientation. Il s'agit d'un processus d'examen public très bien élaboré dans le Nord. Récemment, l'AEIE a fait un examen public qui a duré trois ans et demi, et que le Ministre avait suscité en proposant qu'on procède à examen conceptuel du développement dans la mer de Beaufort. Bien que certaines personnes aient cru que ce développement était imminent, on a pensé qu'il fallait d'abord régler les questions de détail pour se pencher ensuite sur certaines préoccupations plus vastes, avant que l'industrie n'aille trop loin dans une voie précise. Nous pensons que c'est un moyen de reconnaître les préoccupations du public, en matière d'intérêt public, tout en nous assurant que l'industrie ne perd pas de grosses sommes en prenant une voie qui ne convient peut-être pas. Ce processus est donc terminé et le rapport de l'AEIE sur le développement dans la mer de Beaufort sera déposé, je crois, en juillet. Nous espérons qu'il fournira de nombreux conseils et nous éclairera un peu sur le développement du Nord. Nous nous attendons également que ces gouvernements qui s'intéressent beaucoup à ce domaine et ont des responsabilités à y assumer poursuivront leurs efforts.

Comme suite au dépôt du rapport du Comité, nous avons proposé une politique globale concernant un Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord (PIPG) qui

[*Text*]

believe the committee's report recommended as being required in a number of areas.

Within the department, we have also created a framework within which major projects can be managed. That is the RAMP process. We have provided you with details of that principle. It is not another layer of bureaucracy; it is not another regulatory mechanism. It is a recognition that in order for major projects in the north to go ahead many agencies and a number of governments must become involved. There is a need to provide a focus, not only for industry, but for my minister, as to where things stand. Principally, the RAMP process is to provide that central information piece which, hopefully, will serve both industry and government and which will provide our minister with an alert if there is a log jam. In this way we will be able to identify in advance just where the problems may be.

Lastly, I would like to mention an undertaking which we have picked up directly as a response to your committee's report. I think a number of the intervenors mentioned before this committee that there was a regulatory maze or "a jungle out there." This was indicated by both government and industry intervenors. There is clearly a perception that regulation is complex in the north, and, in some cases, has caused difficulties or concerns to industry. I can assure honourable senators that regulations have caused concern to the government, as well. We have moved on that, so far, internally in the department. I have appointed a senior official of the department who is experienced in a hands-on way as to what happens in the north. Mr. Dennis Watson was the regional director for several years in the Yukon, and he is familiar with all of the regulatory aspects of the Northern Affairs program. We have undertaken a comprehensive review of the legislation policies and regulations so that we have an idea as to where some of the problems lie. We have consulted with industry and have also attempted to model a number of developments to provide case studies. At this juncture, we are preparing to make a proposal to ministers as to how to proceed on this. We may well be ready to annonce a regulatory review in the not too distant future. We regard that as an important aspect.

I can also indicate that the government is clearly committed to northern hyrocarbon resource development, but, having said that, there are some rather serious considerations which will affect the rates of development and the nature of that development. Clearly, we believe that one cannot ignore the international price situation. It has changed quite significantly since this committee commenced its hearings. We cannot ignore world economics and they have significantly changed the timing and even the potential of development in the north.

There is the international obligation to minimize the risk of trans-boundary environmental damage. We have undertakings from both the U.S.—Alaska, in this case—and Denmark, to ensure that we consult fully on developments in our north so as to reassure those countries that things are in order.

[*Traduction*]

prévoit d'autres études évaluées à quelque 130 millions de dollars. Je crois que le comité a recommandé la réalisation de ces études dans certains secteurs.

Au Ministère, nous avons également établi un cadre permettant de gérer les grands projets. Il s'agit du Programme de réglementation et d'évaluation des grands projets (REGP). Nous vous en avons fourni les principaux points. Il ne s'agit pas d'une nouvelle forme de tracasserie administrative, ou d'un autre mécanisme de réglementation. C'est reconnaître que, pour que de grands projets soient réalisés dans le Nord, une foule d'organismes doivent participer. Certains gouvernements y sont également engagés, et il faut que non seulement l'industrie mais aussi le Ministre, sache à quoi s'en tenir. Ainsi, la programme REGP vise principalement à fournir ces éléments d'information essentielle qui, espérons-le, sera utile à la fois à l'industrie et au gouvernement, et qui permettra de prévenir le Ministre en cas d'impasse. Nous pourrons alors cerner à l'avance les problèmes éventuels.

Enfin, je voudrais mentionner une initiative que nous avons prise en réaction directe au rapport de votre Comité. Je pense que certains intervenants, tant du gouvernement que de l'industrie, ont déclaré devant le Comité que la réglementation était un véritable labyrinthe, une «jungle». De toute évidence, la réglementation dans le Nord semble et, dans certains cas, elle a causé des difficultés et des soucis à l'industries. Je puis vous assurer, honorables sénateurs, que les règlements ont préoccupé le gouvernement aussi. Nous avons pris des mesures appropriées au sein du ministère. J'ai affecté à cette tâche un de nos hauts fonctionnaires qui sait tout ce qui se passe dans le Nord. M. Dennis Watson a été directeur général pendant plusieurs années au Yukon, et il connaît tous les aspects de la réglementation du Programme des affaires du Nord. Nous avons procédé à un examen complet des orientations législatives et des règlements, afin de cerner certains problèmes. Nous avons consulté le secteur industriel et tenté de nous inspirer de certains faits afin d'effectuer des études de cas. Nous nous disposons actuellement à faire une proposition aux ministres quant à la façon de procéder. Nous serons peut-être prêts à annoncer un examen de la réglementation dans un avenir assez rapproché. Nous considérons que cet aspect est très important.

J'ai également indiqué que le gouvernement s'est clairement engagé à favoriser l'exploitation des hydrocarbures du Nord, mais il faut quand même tenir compte de facteurs assez importants qui auront une incidence sur le rythme et la nature de ces travaux d'exploitation. De toute évidence, nous croyons qu'on ne peut ignorer les prix internationaux actuels. La situation a changé radicalement depuis que le Comité a commencé ses auditions. Nous ne pouvons ignorer la situation économique mondiale, car elle a considérablement modifié le calendrier, voire le potentiel d'exploitation dans le Nord.

Les pays intéressés se voient dans l'obligation de réduire le plus possible les risques de causer des dommages à l'environnement au delà des frontière. Nous avons promis aux États-Unis,—dans ce ce cas-ci, l'Alaska—et au Danemark que nous les consulterions pleinement sur les progrès accomplis dans le Nord, afin de leur garantir que tout se déroule normalement.

[*Text*]

We also have major responsibilities to northerns in terms of the social, economic, environmental and political aspects of development. A number of these have been mentioned in this committee's report as requiring serious attention. The settlement of claims is a factor. The national interest, obviously, in terms of energy policy, is a factor. The availability of information—or, more important, the lack of key information that is still required to enable development to proceed in an efficient and safe manner—is yet another factor.

In conclusion, I can say that we have been at it since 1919, when oil was first sought out and discovered in the MacKenzie Valley. Oil has been produced in the MacKenzie Valley since the 1940s. A pipeline was built during the war and was only used for a short time. We are also producing gas in the north, and it is being piped out into northern B.C. We have a pipeline under construction down the valley from Norman Wells to Alberta, and that is the Norman Wells project, which will be completed in late 1985. We will be adding about 25,000 barrels a day or more into the national network. The finds in the north have been quite significant, in terms of gas. Honourable senators have had access to the *Geological Survey of Canada Reports*. The finds, as far as oil are concerned, have been and continue to be tantalizing, and will most likely require further delineation.

At this juncture, the government chooses to move cautiously and judiciously with regard to development. We believe that the current state of development is responsibly managed, but to ensure that in the future it remains that way, the NOGAP program—the Northern Oil and Gas Action Program—is proceeding. A considerable amount of money will be spent this year towards that program, which is one of seven years' duration. We still believe that the scenario of being able to get ready for a pipeline or a small tanker operation is the most relevant. There are several proposals waiting in the wings, and probably some members of this committee are already aware of them.

Your committee's report was extremely timely. It has been well circulated within the government. It has given us considerable thought and, as a result, a large number of activities are under way that respond directly and indirectly to measures which honourable senators have suggested. Mr. Chairman, I am now ready to answer any questions that may be put to me.

**The Chairman:** Thank you very much, Mr. Faulkner. If I understand you correctly, you have indicated that, as a result of our report, the revised $130 million NOGAP program was announced. My question would deal, first of all, with that program. I notice that you state in your press release that this committee identified many concerns and issues related to alternative transportation proposals, some of which NOGAP will address. However, you will be looking to the Beaufort Sea Environmental Assessment and Review Panel to come up with a range of constructive recommendations when it delivers its final report this spring. Am I to understand from that, Mr. Faulkner, that you did not regard the recommendations of this committee as being constructive?

[*Traduction*]

Nous avons aussi de grandes responsabilités envers les habitants du Nord, quant aux aspects sociaux, économiques, écologiques et politiques du développement. Le Comité a mentionné dans son rapport que certains de ces aspects exigeaient une attention sérieuse, notamment le règlement des revendications. L'intérêt national en matière de politique énergétique est un autre facteur. L'accessibilité de l'information ou mieux encore l'absence de renseignements importants, qui manquent encore pour assurer la poursuite du développement de façon sûre et efficace, constitue un autre grand facteur.

En conclusion, je puis dire que nous poursuivons nos efforts depuis 1919, première année où l'on a prospecté et découvert du pétrole dans la vallée du Mackenzie. Cette région produit du pétrole depuis les années 40. Un pipe-line a été construit pendant la guerre, mais n'a servi que pendant une brève période. Dans le Nord nous produisons également du gaz, qui est acheminé par pipe-line vers le nord de la Colombie-Britannique. Un pipe-line est en voie de constuction entre Norman Wells et l'Alberta: il s'agit du projet de Norman Wells qui sera terminé à la fin de 1985. Nous ajouterons ainsi au réseau national quelque 25 000 barils de gaz par jour. Les découvertes de gaz dans le Nord ont été très considérables. Les honorables sénateurs ont pu consulter les rapports de la Commission géologique du Canada. Par ailleurs les découvertes de pétrole, on été et continuent d'être très intéressantes, et devront fort probablement être mieux définies.

A l'heure actuelle, le gouvernement préfère procéder judicieusement et avec précaution en matière de développement. Nous pensons qu'on gère de façon responsable la situation actuelle, mais pour s'assurer qu'il continue d'en être ainsi, nous appliquons le PIPGN, Programme d'initiatives pétrolières et gazières du Nord. Cette année, une somme considérable sera consacrée à ce programme de sept ans. Nous croyons toujours que la meilleure solution consiste à se préparer à exploiter un pipe-line ou un petit navire-citerne. Plusieurs propositions sont prêtes, et il est probable que certains membres du Comité sont déjà au courant.

Le rapport du Comité est arrivé à point nommé et a circulé dans tous les services intéressés du gouvernement. Il nous a permis de bien réfléchir et portant, de prendre une foule d'initiatives qui découlent directement et indirectement de mesures que les honorables sénateurs ont proposées. Monsieur le président, je suis maintenant prêt à répondre à toutes les questions qui pourront m'être posées.

**Le président:** Je vous remercie beaucoup, monsieur Faulkner. Si je vous comprends bien, vous avez dit que, à la suite du dépôt de notre rapport, on a annoncé le PIPGN révisé, d'une valeur de 130 millions de dollars. Ma question porte tout d'abord sur ce programme. Je remarque que vous dites dans votre communiqué que le Comité a relevé de nombreuses préoccupations et questions relatives à des propositions concernant d'autres modes de transport, et que le PIPGN en étudiera certaines. Vous demanderez toutefois à la Commission d'évaluation environnementale de la mer de Beaufort de proposer une série de recommandations positives lorsqu'elle déposera son rapport final, au printemps. Dois-je comprendre,

[*Text*]

**Mr. Faulkner:** No, Mr. Chairman. We certainly regard your report and suggestions as being constructive. As I mentioned, they were quite comprehensive and tackled a wide range of matters. If we parted company anywhere, it was with regard to your observation that development in the Beaufort is most likely going to occur incrementally, using tankers. We believe that it is premature to back that one horse. We expressed this in the NOGAP policy and program. We believe that we have to keep our options open. Tankers working incrementally out of the Beaufort through the Northwest Passage constitute one option. However, we believe that there are more significant problems with that scenario than there would be with a small extension of a pipeline into the Delta and the Beaufort, which pipeline could perhaps be advanced in the not too distant future.

In other words, we have kept our options open and we believe that is the wisest course to take at this time. There is no question in our mind that to contemplate the use of tankers 12 months of the year is more problematic than to envision a pipeline going south down the McKenzie Valley.

**The Chairman:** You indicated that you found our recommendation with respect to tankers to be premature, but I thought it was significant that your first application to move some oil out of the Arctic was indeed by tanker, and I am referring to the Van Horne project.

Dealing with the NOGAP program, you state in the press release: "some of which NOGAP will address." Can you tell me what this "some" is? Will you be a little more specific as to the word "some"?

**Mr. Faulkner:** Your first recommendation was that we address policy and planning. One major element of NOGAP is to address the planning and research activities in order to achieve a state of preparedness. You also observed in your next recommendation the need for ensuring closer monitoring of activities. NOGAP is responding to that by developing a socio-economic monitoring system with physical and environmental monitoring, the identification of evaluation monitoring methodology and environmental guidelines. You mentioned the need for research initiatives in cold ocean technology. A lot of money from the energy R&D fund is already being spent, as we indicated in our response to you. However, NOGAP is also going to factor in some research money in evaluating a wide range of transportation aspects.

Two of the most serious northern concerns are ship noise levels and physical environment. We will be providing resources for geological and geotechnical research on processes taking place along the permafrost coast of the Beaufort Sea, including shoreline stability, sediment transport and hydraulic

[*Traduction*]

monsieur Faulkner, que vous avez estimé que les recommandations du Comité n'étaient pas positives?

**M. Faulkner:** Non, monsieur le président. Nous avons assurément estimé que vos suggestions et votre rapport étaient positifs. Comme je l'ai mentionné, ils étaient très complets et abordaient une foule de questions. Là où nos opinions ont pu diverger, c'est quand vous présumez que le développement progressif de la mer de Beaufort se ferait probablement d'abord à l'aide de navires-citernes. Nous croyons qu'il est prématuré de ne songer qu'à cette possibilité-là. Nous avons exprimé cette opinion dans la politique et le programme PIPGN. Nous sommes d'avis que nous devons aussi étudier d'autres possibilités, l'une d'elles étant que des navires-citernes partiraient de la mer de Beaufort pour se rendre au passage du Nord-Ouest. Toutefois, nous sommes d'avis que cette solution présenterait plus de problèmes que la prolongation, sur une courte distance, d'un pipe-line dans le delta du McKenzie et la mer de Beaufort, pipe-line dont la construction pourrait se faire dans un avenir assez rapproché.

En d'autres termes, plusieurs choix s'offrent à nous et nous croyons que le plus sage à l'heure actuelle est d'en éliminer aucun. Nous sommes convaincus qu'il est plus compliqué d'envisager d'utiliser des navires-citernes à longueur d'année que de songer à construire en direction Sud un pipe-line allant jusqu'à la vallée du McKenzie.

**Le président:** Selon vous, notre recommandation à l'égard des navires-citernes était prématurée, mais je crois que vous avez en fait demandé à l'origine d'acheminer du pétrole de l'Arctique par navire-citerne. Je fais allusion au projet Van Horne.

En ce qui concerne le PIPGN, vous dites dans le communiqué que le PIPGN se penchera sur certaines d'entre elles. Pouvez-vous préciser le terme «certaines»?

**M. Faulkner:** Selon votre première recommandation, nous devrions nous pencher sur la politique en matière de planification. Un élément clé du PIPGN consiste à s'occuper des activités de planification et de recherche pour être prêt au moment voulu. Vous avez également parlé dans votre recommandation suivante, de la nécessité de surveiller plus étroitement les activités. Le PIPGN s'en charge en élaborant un système de surveillance socio-économique qui prévoit aussi une surveillance physique et écologique, l'établissement de méthodes de surveillance de l'évaluation et des lignes directrices sur l'environnement. Vous avez mentionné la nécessité d'effectuer des travaux de recherche en matière de technologie applicable dans les mers froides. Comme nous l'avons indiqué dans la réponse que nous vous avons adressée, on consacre déjà à cette question une grosse somme provenant du fonds de recherche et de développement en matière d'énergie. Toutefois, le PIPGN affectera également certaines sommes à la recherche en évaluant une vaste gamme de questions de transport.

Deux des plus sérieuses préoccupations dans le Nord sont les niveaux de bruit des navires et le milieu physique. Nous fournirons des ressources permettant d'effectuer des recherches géologiques et géotechniques sur les changements qui se produisent le long de la côte de pergélisol de la mer de Beau-

[*Text*]

scarring. You raised a concern with regard to support systems, ice monitoring, weather forecasting, navigation, search and rescue, etc. Again, NOGAP is undertaking studies in assessing the geological, hydraulogical and climatological characteristics in areas where large scale hydrocarbon development will take place, coastal zone dynamics, ice formation, etc. They will evaluate seabed conditions and seabed geological hazards, magnitude and rates of change in the Mackenzie Delta in terms of natural flow. I can skip through this if you wish. Another one is the need for a year round Arctic response capability. I think transport is already responding to that need. Nevertheless, the coast guard will receive some funding from NOGAP, particularly for studying transportation management, assessment and development of Arctic navigation systems and assessment of search and rescue systems in the Arctic.

You mentioned a concern about expanding and training under the National Industrial Training Program. CEIC is a member of the management group that looks after and directs NOGAP and, if there is a need for an aspect of linkage there, they will be able to identify it.

**The Chairman:** I think the word "some" should be "most".

**Mr. Faulkner:** I used the word "comprehensive". Your report touches on a lot of areas that we consider need attention. You are right, it is not "some"; it is "most".

**The Chairman:** Mr. Taschereau, that same press release stated that NOGAP would be in addition to such ongoing research under the Northern Environmental Studies Revolving Fund. When I took at the list of companies in the press release of projects that have to be undertaken and which will be undertaken, there are perhaps 40 or 50 projects. Could not more of those projects be undertaken through that revolving fund than you indicated the last time you appeared before us? I think you indicated you were spending only $3 or $4 million per year, instead of $30 million?

**Mr. M. E. Taschereau, Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration, Department of Energy, Mines and Resources:** Anything under the Environmental Studies Revolving Fund has to be directly related to oil and gas in the particular area that we are talking about. The NOGAP research is of a broader range. Not only is it directly related to a specific area but it goes beyond oil and gas in some aspects. If there are any projects under NOGAP that would naturally fall within the Environmental Studies Revolving Fund, they would be accepted but I think this matter has been looked at pretty closely. The projects just do not fit. The Environmental Studies Revolving Fund is quite limited. It is money put up by industry as opposed to NOGAP which is funded by govern-

[*Traduction*]

fort, y compris sur la stabilité du littoral, le transport de sédiments et les cicatrices laissées par des machines hydrauliques. Vous soulevez une préoccupation à l'égard des systèmes de soutien qui servent à la détection des glaces et aux prévisions météorologiques ainsi que des aides à la navigation, de la recherche et du sauvetage. Encore une fois, grâce au PIPGN, on procède à des études d'évaluation des caractéristiques géologiques, hydrologiques et climatologiques dans les zones où l'exploitation d'hydrocarbures sera massive, de même que des études d'évaluation, de la dynamique de la zone côtière, de la formation des glaces. Ces études permettront d'évaluer l'état du fond de la mer et les dangers géologiques qu'il présente, l'ampleur et les rythmes de changement du courant naturel dans le delta du Mackenzie. Je vous épargne les détails, il faut également tenir compte de la nécessité de se doter des ressources permettant d'intervenir à longueur d'année dans l'Arctique. Je pense que les moyens de transport actuels répondent déjà à ce besoin. Néanmoins, la Garde côtière recevra des fonds du PIPGN, afin d'étudier notamment la gestion des transports, l'évaluation et l'élaboration des systèmes de navigation dans l'Arctique, ainsi que l'évaluation des systèmes de recherche et de sauvetage dans cette région.

Vous vous préoccupez également de la formation dispensée par le Programme national de formation dans l'industrie et de élargissement de ce programme. La CEIC est membre du groupe de gestion qui surveille et dirige le PIPGN et, si une certaine liaison se révélait nécessaire à cet égard, la Commission pourra la définir.

**Le président:** Je pense qu'il faudra remplacer le terme «certaines» par «la plupart».

**M. Faulkner:** J'ai utilisé le terme «complet». Votre rapport touche à une foule de points qui, à notre avis, exigent une attention. Vous avez raison; le terme «certaines» devrait être remplacé par «la plupart».

**Le président:** Monsieur Taschereau, ce même communiqué indiquait que le PIPGN s'ajouterait aux recherches en cours menées grâce au Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement. Je constate que la liste des sociétés qui figurent dans le communiqué, devront entreprendre et entreprendront 40 ou 50 projets. Ne serait-il pas possible de lancer grâce au Fonds renouvelable, plus de projets, que vous ne l'avez indiqué lors de votre dernière comparution? N'avez-vous pas mentionné que vous ne consacriez que 3 ou 4 millions de dollars par année à cette question, au lieu de 30 millions?

**M. M. E. Taschereau, administrateur, administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources:** Dans le secteur particulier qui nous occupe, tous les projets financés par le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement doivent être directement associés à l'exploitation du pétrole et du gaz. Je pense que la recherche effectuée aux termes du PIPGN est plus vaste. Non seulement est-elle associée directement à un secteur précis, mais sous certains aspects, elle s'étend au-delà de la question du pétrole et du gaz. Si des projets prévus par le PIPGN répondaient logiquement aux critères du Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement, ils seraient acceptés, mais je pense qu'on a déjà étudié très attentivement cette question.

[*Text*]

ment. The industry requirement to fund and accept projects under the Environmental Studies Revolvement Fund is very specific under the act. It has to be directly related to the production of oil and gas.

**Mr. Faulker:** Mr. Chairman, the ESRF had its genesis in the fact that as northern exploration moved into the offshore and into the arctic, there was a need for a lot of regional clearances, particularly of an environmental nature. Clearly this was more the responsibility of industry than of government. There was a concern about an equitable sharing of it so that the first one into an area did not have to bear all the costs. The end result was the creation of the ESRF, which allows for an equitable sharing across industry to undertake jointly the work that is more their responsibility than it is that of governments.

**Mr. Taschereau:** We are moving it up slowly, Mr. Chairman.

**Senator Lucier:** Mr. Faulkner, could you tell me more about your stand on submarines. As you probably are aware, I am a little fascinated by the subject of submarines. You talk in your response about the great tankers that could be made to break 8 feet of ice with 1,000 horsepower. I always thought it would be nice to have the movement go under the ice with not nearly that much horsepower. Have you completely ruled out submarines? If so, why. In other words, do we know enough about them to rule them out?

**Mr. Faulkner:** Submarines are outside my area of expertise. The Ministry of Transport can answer that question in greater detail. My understanding is that they clearly are a future option and one that bears serious consideration. Obviously, they have their share of technical problems, such as being able to avoid icebergs which go down a considerable depth and the difficulty of getting into shallow water. There the problem would be the reverse, in that instead of running pipelines to land you would be running them out to deeper water so that submarines could load. However, more importantly, I believe it is a matter of economics at the moment. Clearly, it is something that the private sector should be more stimulated to look at to see if there is an economic advantage. Certainly, there would appear to be one in terms of direct routing, in that submarines could perhaps go where ice-breakers could not. It is a future option that may or may not prove to be worthwhile over time.

**Senator Lucier:** It sems to me that submarines would be much nicer for the people living in the north. They would not have to put up with someone pounding through that ice every few days. My next question is probably a delicate one but I will ask it anyway. The co-operation of the native and aborigi-

[*Traduction*]

Ces projets ne répondent tout simplement pas à ces critères. En outre, le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement est très limité. Les sommes qu'il renferme sont versées par l'industrie, alors que le PIPGN est financé par le gouvernement. La condition imposée à l'industrie au sujet du cement et de l'acceptation de projets financés par le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement est bien précisée dans la loi. Ces projets doivent avoir directement trait à la production de pétrole et de gaz.

**M. Faulkner:** Monsieur le président, le FREE a été créé parce que, au fur et à mesure que l'exploration du Nord a atteint le large des côtes et l'Arctique, il a fallu obtenir une foule d'autorisations des régions, et plus particulièrement sur le plan écologique. De toute évidence, cette responsabilité incombait davantage à l'industrie qu'au gouvernement. On se préoccupait du partage équitable de cette responsabilité afin que le premier arrivé dans un secteur n'ait pas à assumer tous les frais. Il en est résulté la création du FREE, qui prévoit un partage équitable des responsabilités dans l'ensemble de l'industrie afin qu'elle effectue en collaboration les travaux qui lui incombent davantage qu'aux gouvernements.

**M. Taschereau:** Nous progressons lentement, monsieur le président.

**Le sénateur Lucier:** Monsieur Faulkner, pourriez-vous m'expliquer votre position au sujet des sous-marins. Comme vous le savez probablement, cette question me fascine. Dans votre réponse, vous parlez des pipe-lines et des grands navires-citernes qui pourraient réussir à briser une épaisseur de huit pieds de glace grâce à une puissance de 1 000 HP. J'ai toujours pensé qu'il serait préférable d'utiliser des sous-marins moins puissants. Avez-vous complètement écarté la possibilité d'utiliser des sous-marins? Dans l'affirmative, pourquoi? En d'autres termes, en savons-nous suffisamment à leur sujet pour les écarter?

**M. Faulkner:** Les sous-marins ne relèvent pas de ma compétence. Je pense que le ministère des Transports peut mieux répondre à cette question. Je crois savoir qu'ils figurent manifestement parmi les choix futurs et méritent une attention sérieuse. Ils présentent bon nombre de problèmes techniques; par exemple, ils doivent pouvoir éviter les icebergs qui descendent à une profondeur considérable et il leur est difficile de naviguer en eaux peu profondes. En pareil cas, le problème serait inversé, car au lieu de construire des pipe-lines à terre, on les construirait en eaux plus profondes afin que les sous-marins puissent y prendre leurs chargements. Toutefois, fait plus important il s'agit actuellement, à mon avis, d'une question d'économique. C'est une question que le secteur privé devrait être plus porté à considérer si elle offre des retombées économiques. Certes, il semblerait que l'acheminement direct en offre une, car les sous-marins pourraient peut-être se frayer un passage là où c'est impossible pour les brise-glace. C'est une option qui peut ou non se révéler valable au fil des ans.

**Le sénateur Lucier:** Il me semble que les sous-marins seraient de loin préférables pour les habitants du Nord, qui n'auraient pas à souffrir le bruit des brise-glace passant et repassant à quelques jours d'intervalle. Ma question suivante est probablement délicate, mais je la pose quant même. La collaboration

[*Text*]

nal peoples of the north the Norman Wells Project is somewhat of a breakthrough. It is something new and positive. Future development in the north, whether it is in the Northwest Territories or in the Yukon, will involve the native groups a lot more than in the past. I do not think that having a few people working as labourers, as Senator Adams said a while ago, or even teaching a few of them to weld, is going to be sufficient any more. In fact, both your minister and the Prime Minister have taken a stand that they support Indian self-government. The Penner report has come out with a study that says that Indian self-government should be looked at, and suggests that self-government include at least as many powers as the province for the Indian bands. In fact, that report suggests they have more power than the provinces because they would not only have the provincial powers but also the powers of being Indians or aboriginal peoples. Do you see any development taking place in the next four or five years which is a realistic area that we have to look at? I know your planning goes at least that far ahead, and I am pretty sure that in four or five years they are expecting considerable action for Indian self-government. Do you see a clashing in there that could seriously hinder any development that takes place in the north?

**Mr. Faulkner:** First, in terms of the Penner report and the government's response to it, it was recognized both by Penner and the government that political development is already ongoing in the north and it is addressing the special interest and concerns of the native people who live there who, in the Northwest Territories are form the majority. Secondly, unlike the bulk of the south, there are outstanding aboriginal claims, and there is a process in place to deal with those claims. Therefore, they do not envisage that there will be the same model of Indian self-government or even Reserves upon which that would be based necessarily happening north of 60. The opportunities seem to be greater than they perhaps may be in the south where Reserves have been created, treaties have already been signed, and provincial govenments have emerged. In the north, there are other avenues perhaps which northern governments can pursue.

In terms of native involvement in development and its impact on development, quite clearly the government has always expressed the view that any development that takes place in the north must respond to the interests of northerners and especially native northerners, that it must be responsible and that there must be benefits accruing to northerners as a result of such developments. We take it as a non-negotiable that there will not be serious environmental degradation or any serious impact on renewable resources as a result of development. That is basically a starting point. From there on it is a case of determining how development can take place and yield both northern benefits and national benefits.

The Government of the Northwest Territories has also articulated the same policy that it will support any development that yields a net benefit to the north. With that in mind, and the experience at Norman Wells, which we are all treating as a model, where northerners and native northerners are participating in a wide range of spinoff benefits, the outlook looks pro-

[*Traduction*]

des populations autochtones du Nord au projet de Norman Wells constitue en quelque sorte une percée. Il s'agit d'un élément nouveau et positif. Les groupes autochtones participeront beaucoup plus qu'avant au développement du Nord, que ce soit dans les Territoires du Nord-Ouest ou au Yukon. Je ne crois pas qu'il suffira d'avoir quelques ouvriers, comme l'a dit le sénateur Adams tout à l'heure, ou encore d'enseigner le soudage à quelques-uns. De fait, le Ministre et le Premier ministre appuient le principe de l'autonomie politique des Indiens. Dans le rapport Penner on soutient que l'autonomie politique des Indiens devrait être étudiée et on laisse entendre que l'autonomie assure aux bandes indiennes au moins autant de pouvoirs qu'en ont les provinces. De fait, ce rapport donne à penser qu'elles ont plus de pouvoirs que les provinces puisqu'elles auraient les mêmes pouvoirs que les provinces plus ceux qui sont accordés aux Indiens ou aux autochtones. Prévoyez-vous une évolution à cet égard au cours des quatre ou cinq prochaines années? Je sais que votre planification vise cette période, et je suis persuadé qu'on s'attend à ce que d'ici à quatre ou cinq ans, des mesures importantes soient prises afin d'assurer l'autonomie politique des Indiens. Croyez-vous que certains problèmes pourraient sérieusement nuire à l'évolution de la situation dans le Nord?

**M. Faulkner:** Pour ce qui est du rapport Penner et de la réponse du gouvernement à ce document, M. Penner et le gouvernement ont déjà reconnu une évolution politique dans le Nord; Ces changements reflètent les intérêts et les préoccupations des autochtones de cette région. Évidemment, dans les Territoires du Nord-Ouest, les Autochtones représentent la majorité. De plus, contrairement à l'ensemble du Sud, il y a des revendications territoriales non réglées, et un processus a été amorcé afin de remédier à la situation. Ainsi, on ne prévoit pas nécessairement adopter, au Nord du 60° parallèle le même modèle d'autonomie politique des autochtones fondé sur les réserves. Les perspectives semblent y être meilleures que dans le Sud où des réserves ont été créées et des traités signés, et où des réserves ont été créées et des traités signés, et où les gouvernements provincaux se sont manifestés. Dans le Nord, il existe d'autres choix que les gouvernements du Nord pourraient faire.

Pour ce qui est de la participation des autochtones au développement et de son incidence sur ce secteur, le gouvernement a toujours exprimé l'opinion que tout développement dans le Nord doit correspondre aux intérêts des résidents de la région, et particulièrement des autochtones, être responsable et que les résidents du Nord doivent tirer profit de ces travaux de développement. De plus, aucune dégradation environnementale ni aucune incidence sérieuse sur les ressources renouvelables ne doit découler du développement; cet aspect n'est absolument pas négociable. De ce point de départ, il s'agit de déterminer comment procéder au développement afin d'assurer des avantages aux résidents du Nord et à tout le pays.

Le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest a également élaboré une politique semblable selon laquelle il appuiera tout développement qui assure des avantages nets pour le Nord. Nous sommes optimistes compte tenu de ce fait et de l'expérience de Norman Wells, qui nous sert de modèle; en effet, grâce à ce projet, les résidents du Nord et les autoch-

[*Text*]

mising. However, one has to ensure that these benefits are not illusionary and that they do become real and that they are lasting. That perhaps is the biggest challenge, recognizing that in oil and gas you are at the exploration phase and the next phase does not take place nless the economics are right, the deposits are found, and that they can be properly managed. So one has to be concerned about the future. You cannot build totally on exploration because the economics of the north must continue to derive a lot from their renewable resources and other activities that are ongoing regardless of whether oil and gas eventually is developed in the north in a more significant manner than it is now.

**Senator Lucier:** I realize that my questions are very hypothetical but then we are dealing with that type of situation here and I do not know how else to deal with it. You either ignore it or ask the questions. I agree with you about the Penner report. They are dealing with southern Canada, but the reality is that you start giving self-government in southern Canada and you are also going to give it in northern Canada. You may not do it the same week, but you are going to do it shortly thereafter. You are dealing with large tracts of land in the north. It seems to me that the exploration that is taking place now, by the time anything hits production it could be a whole new ball game out there. Is anyone looking at that in that light?

**Mr. Faulkner:** Mr. Chairman, there is no question that the political environment is evolving in the north and will continue to evolve as land claims are settled. One can read the agreement that has been negotiated with COPE, for example, and see how that changes the way in which governments do business and the way developments unfold. There will continue to be a political evolution in the north towards self-governments as we know it in the Canadian experience. In fact, it is very close to that now in terms of both territorial governments, particularly in the Yukon where there is responsible government, short of provincial status. In the Northwest Territories there is a slightly different evolution that, basically, reflects both the geography and the cultures of the peoples involved. The government has recognized this in the way it has responded to the request for the division of the Northwest Territories—that it is prepared to consider the creation of Nunavut, given certain conditions being met. There is an open mind to that, but it is predicated on a policy of public governments rather than the form of government which Indian people have chosen to articulate south of 60, and that is based on the Reservation situation.

**Senator Lucier:** Thank you, Mr. Chairman.

**The Chairman:** If I could turn now to the Northern Land Use Planning Program, Mr. Faulkner, I was vevy interested in an excellent speech given by Mr. Y. Dubé, a former Director General of the Northern Environmental Branch of the Northern Affairs Program, entitled "Requirements for Successful Land Use Planning", in which he outlined a very comprehen-

[*Traduction*]

tones de cette région jouissent de toute une série d'avantages secondaires. Toutefois, il faut s'assurer que ces avantages ne sont pas illusoires; ils devront se concrétiser et durer. Il s'agit peut-être du plus grand défi, car dans le domaine du gaz et du pétrole, après l'étape de l'exploration, on ne peut aborder la suivante que lorsque la situation économique est favorable, que l'on a trouvé des gisements, et que ces derniers peuvent être gérés de façon appropriée. Il faut donc se préoccuper de l'avenir. Vous ne pouvez pas vous fonder uniquement sur l'exploration parce que la situation économique dans le Nord doit maintenir un apport considérable du secteur des ressources renouvelables et d'autres activités qui se déroulent, à la longue, qu'on se livre ou non à une plus grande exploration du pétrole et du gaz dans le Nord.

**Le sénateur Lucier:** Je sais que mes questions sont très hypothétiques, mais lorsque nous discutons de ce type de situation, je ne vois vraiment pas d'autres façons de procéder. Vous restez dans l'ignorance ou vous posez des questions. Je partage votre avis en ce qui a trait au rapport Penner. On y traite du Sud du Canada, cependant, si vous permettez l'autonomie politique dans le Sud du Canada, vous devrez faire de même dans le Nord du pays. Vous n'assurerez peut-être pas l'autonomie politique dans le Nord pendant la même semaine, mais vous le ferez peu après. Il s'agit de vastes teres situées dans le Nord. Il me semble que lorsqu'on aura terminé l'exploration et qu'on en sera à la production, les choses pourraient avoir complètement changé dans cette région. Y a-t-on pensé?

**M. Faulkner:** Monsieur le président, il est évident que le climat politique change dans le Nord et continuera de le faire au fur et à mesure qu'on règlera les revendications. Il suffit de lire l'entente qui a été négociée avec le CEDA, par exemple, pour constater dans quelle mesure elle modifie la façon dont les gouvernements négocient et comment les choses se passent. Dans le Nord, l'évolution politique axée sur l'autonomie politique se poursuivra, comme cela s'est produit dans l'ensemble du pays. De fait, on en est presque arrivé à ce point, puisque les gouvernements territoriaux sont responsables, particulièrement celui du Yukon, qui a presque le statut de gouvernement provincial. Les Territoires du Nord-Ouest connaissent une évolution légèrement différente qui reflète, fondamentalement, la situation géographique et la culture de leurs résidents. Le gouvernement a reconnu ce facteur quand il a répondu à une demande visant la division des Territoires du Nord-Ouest. Il est prêt à étudier la création de Nunavut à certaines conditions. L'idée lui semble acceptable, mais il faudrait qu'elle corresponde davantage à une politique de gouvernements publics qu'au type de gouvernement proposé par les autochtones au Sud du 60e parralèle, qui lui est fondé sur le principe des réserves.

**Le sénateur Lucier:** Merci, Monsieur le président.

**Le président:** J'aimerais maintenant passer au programme de planification de l'utilisation des terres du Nord du Canada. J'ai été très intéressé par un excellent exposé de M. Y. Dubé, un ancien directeur général de la Direction générale de l'environnement du Nord, du Programme des affaires du Nord, exposé qu'il a présenté sous le titre de *Caractéristiques d'une planification judicieuse de l'utilisation des terres* et où

[*Text*]

sive program for the north. You will be interested to know that we read these speeches that you send us. In his speech he said:

> Full coverage of the north should be obtained as quickly as possible. This is essential as it will contribute to ensuring that there is a clear identificatn of the major issues and potentials and, hence, it will provide the necessary framework for subsequent detailed planning of the regnal local level.

He must have read the Senate report because that is essentially what we were alluding to. However, when I read the Northern Land Use Program, I found that it is couched in language such as "proposals, possibilities," and I would like you, Mr. Faulkner, to tell me a little more about this program. Is there a director of this program? Is it in place? Is it moving forward? It possibly is moving forward, because I noticed that your minister announced a land use planning program with the Government of the Northwest Territories. What is happening with that program? Who is at the head of it?

**Mr. Faulkner:** Mr. Chairman, you have identified what we consider to be a critical program. There is no doubt that northerners in general believe the only way to go is to have a program that allows comprehensive discussion on resource utilization and land use—in advance, where possible—and on development, because of the very factors you raised in your report. The need for northeners at the local, regional and territorial levels to have a role makes it a program you do not articulate unilaterally but one that you have to discuss multilaterally and reach agreement upon. That has taken some time because it is a complicated concept and one on which we have had to have entended discussions with native organizations and both territorial governments.

This culminated in an agreement in principle as to what the program should be about and how it should take place. These agreements were reached last summer and, again for the reasons identified in your report, the fact that northerners have to be concerned created a bit of a bow-wave in Ottawa. The concern, which your report raised, is not to blur accountabilities and jurisdictions. There is a feeling that you cannot have it both ways.

In land use planning, we have attempted to be clear about where the jurisdictions lie but, at the same time, to allow full participation in the process of discussing the best use of resources. Ithink we have accomplished that. We have been allocated funds of $9 million.

**The Chairman:** For seven years?

**Mr. Faulkner:** We think it is a seven-year program. Funds of $9 million have been allocated, starting this year. I do not believe we will be up to speed sufficiently to spend that level of money. We have appointed a director here in Ottawa, who is heading up a small group to provide the policy and the monito-

[*Traduction*]

il donnait les grands points d'un programme détaillé pour le Nord. Vous serez heureux d'apprendre que nous lisons les textes que vous nous faites parvenir. M. Dubé disait:

> Il faut assurer le plus tôt possible une étude approfondie sur le Nord. Cette étude s'impose puisqu'elle permettra de définir clairement les principales questions et perspectives et, par le fait même, de définir le cadre nécessaire à la planification détaillée qui suivra à l'échelle régionale.

Il avait certainement lu le rapport sénatorial parce que c'est fondamentalement de ce que nous y disions. Toutefois, lorsque j'ai lu le document sur le Programme d'utilisation des terres du Nord canadien, j'ai constaté qu'on y parle beaucoup de «propositions» et de «possibilités». Or, j'aimerais, Monsieur Faulkner, que vous nous disiez quelques mots sur ce programme. Un directeur a-t-il été nommé? Ce programme est-il en cours de réalisation? Est-ce que les choses progressent? Les choses doivent avancer puisque j'ai remarqué que le Ministre a annoncé un programme de planification de l'utilisation des terres qui serait mis en œuvre conjointement avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. Comment se déroule ce programme? Qui en est responsable?

**M. Faulkner:** Monsieur le président, vous venez de mentionner ce qui est selon nous un programme stratégique. Il est évident que l'ensemble des résidents du Nord croient que la seule façon de procéder et de lancer un programme qui permette une discussion globale de l'utilisation des ressources et des terre, discussion préalable lorsque c'est possible—et du développement en raison des questions que vous soulevez dans votre rapport. Puisque les résidents du Nord ont besoin de jouer un rôle à l'échelle locale, régionale et territoriale, on ne peut mettre un tel programme au point de façon unilatérale. Il faut en discuter avec les intéressés afin d'arriver à une entente. Il a fallu un certain temps parce qu'il s'agit d'un concept complexe et nous en avons longuement discuté avec divers groupes autochtones et les deux gouvernements territoriaux.

Ces consultations ont eu pour résultat une entente de principe portant sur les objectifs du programme et les moyens de les réaliser. Ces ententes ont été conclues l'été dernier et, pour les même raisons dont vous avez parlé dans votre rapport, le fait que les résidents du Nord devaient participer, a causé un certain émoi à Ottawa, et, comme vous l'avez signalé dans votre rapport, a fait sentir au gouvernement la nécessité de ne pas confondre les aires de responsabilités et de compétences. Selon certains, il est impossible de réaliser ces deux objectifs.

Pour ce qui est de la planification de l'utilisation des terres, nous avons tenté d'être clairs en ce qui concerne la répartition des compétences, afin de permettre une pleine participation à la discussion sur la meilleure utilisation possible des ressources. Je crois que nous y sommes arrivés. Nous avons un budget de 9 millions de dollars.

**Le président:** Pour sept ans?

**M. Faulkner:** Nous croyons qu'il s'agit d'un programme de sept ans. Neuf millions de dollars nous ont été affectés à compter de cette année. Je ne crois d'ailleurs pas que nous dépenserons tout cet argent. Un directeur été nommé à Ottawa. Il est responsable d'un petit groupe chargé de for-

[*Text*]

ring and management aspects. We have also appointed a director in each territory.

**The Chairman:** By a territory, do you mean the Yukon and the Northwest Territories?

**Mr. Faulkner:** Yes—the Yukon and the Northwest Territories. Both directors will head planning groups based in Yellowknife and Whitehorse. We are hoping to move jointly with both territorial governments, to the appointment of the commissions which will consist of a group of individuals from outside of the bureaucracy, who will consider and provide advice to both the territorial governments and the federal government on the appropriateness of their plans. We have moved quite considerably down the road towards planning. We have remained optimistic right from the outset and, as a result, it is still full speed ahead. However, we are not as far ahead as we would like to be.

**Senator Guay:** As a supplementary question, is the $130 million on the seven-year plan which you were speaking about related to the transport area which you were talking about a while ago?

**Mr. Faulkner:** No, it is totally different. The NOGAP $130 million is, basically, extra funding on top of base programs to ensure that governments can be in a position to manage major developments after a period of seven years. It is a get-ready, top-up program. It is quite explicit. The planning one is a different program, but, at the same time, it is highly relevant to resource management and resource development.

**The Chairman:** You have identified the 16 areas in the north for land use planning.

**Mr. Faulkner:** In order to provide an informed discussion prior to going to cabinet to obtain the policy approval and the commitment of resources, you have to have some proposals. Therefore, we did tentatively identify some planning areas and priorities. However, we have also advised both territorial governments that we are not about to move unilaterally on setting priorities and we will be meeting with them to review, with both the regions, the relevant priorities in order to address just how to go about it over the next five, six or seven years. That was a notional approach in order to provide informed discussion and to obtain the resouces we required.

**The Chairman:** If I could sum up: You have put in place the consultative process with governments and residents of the north. You have allotted funds to this program, and it is ready now to move forward with the appointment of the commissions in the north.

**Mr. Faulkner:** That is correct. The next step is the minister signing the agreement with both territories and appointing two land-use planning commissions, one for each territory, composed of representatives of the northern communities who will advise both governments of land use plans.

[*Traduction*]

muler les politiques et d'assurer la surveillance et la gérance. Nous avons également nommé un directeur dans chaque territoire.

**Le président:** Par territoire, entendez-vous le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest?

**M. Faulkner:** Oui. Ces deux directeurs seront les chefs des groupes de planification postés à Yellowknife et à Whitehorse. Nous espérons travailler de concert avec les deux gouvernements territoriaux pour mettre sur pied des commissions, formées de particuliers qui ne font pas partie de l'administration gouvernementale et qui étudieront la question et formuleront des recommandations aux deux gouvernements territoriaux et au gouvernement fédéral quant à l'opportunité de leurs programmes. Nous avons fait de grands progrès en matière de planification. Nous avons toujours été optimistes et, grâce à cette attitude, le programme est bien lancé. Nous ne sommes toutefois pas aussi avancés que nous aimerions l'être.

**Le sénateur Guay:** J'aimerais poser une autre question. Les 130 millions de dollars dont vous avez parlé pour le programme de sept ans s'appliquent-ils au secteur du transport que vous avez mentionné tout à l'heure?

**M. Faulkner:** Non, c'est une chose totalement différente. Les 130 millions de dollars pour le PIPGN sont fondamentalement, un financement supplémentaire qui s'ajoute aux programmes de base, afin d'assurer que les gouvernements sont en mesure de gérer les développements importants après la période de sept ans. C'est simplement un programme supplémentaire qui est bien explicite. Le programme de planification est différent mais il touche de près la gestion et le développement des ressources.

**Le président:** Vous avez relevé les seize régions du Nord qui feront l'objet d'une planification de l'utilisation des terres.

**M. Faulkner:** Afin d'avoir une discussion bien informée avant de s'adresser au Parlement pour qu'il approuve la politique et l'engagement des ressources, il faut avoir des propositions. Ainsi, nous devons tenter définir certaines régions de planification et certaines priorités. Nous avons toutefois également avisé les deux gouvernements territoriaux du fait que nous n'établirons pas de priorités de façon unilatérale et que nous les rencontrerons afin d'étudier avec eux les quelles sont opportunes pour décider comment procéder au cours des cinq, six ou sept prochaines années. Cette méthode permet d'assurer des discussions informées et d'obtenir les ressources dont nous avons besoin.

**Le président:** Vous avez donc établi un processus de consultation avec les gouvernements et les résidents du Nord. Vous avez affecté des ressources financières à ce programme et vous pouvez maintenant procéder à la création de commissions dans le Nord.

**M. Faulkner:** C'est exact. La prochaine étape est la signature, par le Ministre, d'une entente avec les deux territoires et la nomination de deux commissions de planification de l'utilisation des terres, une pour chaque territoire; il s'agit de représentants des collectivités du Nord qui informeront les deux gouvernements des projets d'utilisation des terres.

[*Text*]

**The Chairman:** As in the case of NOGAP, would it be fair to say that the report of this committee expedited and facilitated the creation of this program?

**Mr. Faulkner:** Yes, I would say that is correct.

**Senator Adams:** Mr. Faulkner, do you have any information from ITC about land claims? What is the situation with regard to land claims under Section 35 of the Constitution in the territories?

**Mr. Faulkner:** The two claims that I did not mention were the Dene-Métis claim in the valley and the Inuit claim in the eastern, central and high Arctic. Negotiations are ongoing in both of those and, in terms of the TFN claim, I understand that a number of sub-agreements have been signed with regard to parks and some environmental matters, so they are moving ahead.

I think it is fair to observe that the people of the eastern Arctic have also been preoccupied with the political aspects of development in the north with the Nunavut proposal. They have been moving that ahead. Secondly, the government, in its condition with regards to accepting in principle Nunavut, did indicate that there would have to be parallel progress both on the claim and on Nunavut, so they are working on both fronts.

**Senator Adams:** You mentioned something about setting up land use regulations for the board. Over a year ago, there was some talk about the establishment of the boundary between the eastern and western territories. Is consideration of that process yet at the ministerial level?

**Mr. Faulkner:** I will ask Mr. John Hucker to comment on that. He has been participating in that process.

**Mr. J. Hucker, Director General, Northern Policy and Coordination Branch, Department of Indian Affairs and Northern Development:** Senator Adams, I think you are referring to the constitutional alliance in the Northwest Territories?

**Senator Adams:** Yes. I am talking about the split between the eastern and the western Arctic.

**Mr. Hucker:** Yes. The alliance has been operating now for approximately a year and-a-half and it is now addressing the boundary question with some urgency. There was a meeting in Yellowknife in March of this year between the Nunavut Constitutional Forum and the Western Constitutional Forum, at which they agreed upon a set of principles to govern the boundary. They did not agree on the location of the boundary, but they did agree on some principles that should be adhered to in determining the boundary. I believe they have another meeting scheduled at Rankin Inlet in early June to pursue those discussions.

**Senator Adams:** Perhaps I could ask another question, Mr. Chairman. I remember last year that Gulf Oil had a number of applications for a development at Stokes Point but I understand that that whole idea has now been dropped; that there has

[*Traduction*]

**Le président:** Comme pour les PIPGN, serait-il juste de dire que le rapport du Comité a facilité et accéléré la création du programme?

**M. Faulkner:** Certainement.

**Le sénateur Adams:** Monsieur Faulkner, avez-vous des renseignements de l'ITC sur les revendications territoriales? Quelle est la situation à l'égard de ces revendications dans les territoires, aux termes de l'article 35 de la Constitution?

**M. Faulkner:** Les deux revendications dont je n'ai pas parlé sont la revendication Dene-Métis dans la vallée et la revendication inuite dans l'Est, le centre et l'extrême Artique. Des négociations se déroulent actuellement à cet égard et, pour ce qui est de la revendication de la FTN je crois comprendre qu'un certain nombre d'ententes secondaires ont été signées en ce qui a trait aux parcs et à certaines questions environnementales; les chose avancent donc de façon satisfaisante.

Je crois qu'il est juste de faire remarquer que les résidents de l'Est de l'Arctique se préoccupent des aspects politiques du développement du Nord que suppose la proposition Nunavut. Ils y ont accordé priorité. De plus, le gouvernement, pour ce qui est d'accepter le principe de Nunavut, a indiqué qu'il devrait y avoir des progrès parallèles à l'égard et des revendications et de la proposition Nunavut. On cherche donc à régler ces deux questions.

**Le sénateur Adams:** Vous avez mentionné quelque chose sur l'établissement de règlements sur l'utilisation des terres pour la commission. Il y a plus d'un an, certains ont parlé de la création d'une ligne de démarcation entre les territoires de l'Est et ceux de l'Ouest. Est-ce qu'on songe à cette possibilité au niveau ministériel?

**M. Faulkner:** Je demande à M. John Hucker de répondre à cette question puisqu'il a participé à ce processus.

**M. J. Hucker, directeur général, Direction générale de la politique et de la coordination du Nord, ministère des Affaires indiennes et du Nord:** Sénateur Adams, je crois que vous parlez de l'alliance constitutionnelle dans les Territoires du Nord-Ouest?

**Le sénateur Adams:** C'est exact. Je parle du partage entre l'Arctique de l'Est et de l'Ouest.

**M. Hucker:** C'est vrai. L'alliance existe maintenant depuis environ un an et demi et s'occupe de la question des lignes de démarcation, un problème qu'elle désire régler le plus tôt possible. En mars dernier, il y a eu à Yellowknife une réunion à laquelle ont participé l'Assemblée constitutionnelle du Nunavut et l'Assemblée constitutionnelle de la région ouest, elles se sont alors entendues sur un ensemble de principes applicables aux lignes de démarcation. Elles ne se sont pas entendues sur les lignes de démarcation en soi, mais sur certains principes qu'il faudrait respecter lors de leur détermination. Je crois qu'elles se rencontreront à Rankin Inlet, au début du mois de juin, pour poursuivre ces discussions.

**Le sénateur Adams:** J'aimerais poser une autre question, monsieur le président. Je me souviens que, l'année dernière, la société Gulf Oil a reçu un certain nombre de demandes pour une installation à Stokes Point, mais, si j'ai bien compris, on y

[*Text*]

been no final agreement on that installation at Stokes Point. Is that correct?

**Mr. Faulkner:** Stokes Point became an issue last year, both as a result of Gulf Canada seeking to develop an exploration base there and, secondly, the north slope further to the east, in from King Point, the company was proposing to quarry rock for use by the oil and gas industry in Alaska and possibly in the Canadian Beaufort. Both of these proposals were studied fairly carefully by the various government departments, principally by DIAND, and there was no consensus reached as to whether they were needed and whether Stokes Point was an appropriate place, or whether King Point would be a better place. However, what was more important was that both the COPE land claim and the CYI land claim were at the eleventh hour in negotiation and the minister felt that the completion of the claims negotiation process was far more important and that it was jeopardizing these claims' negotiations by looking at these other matters.

Since then, Gulf has been operating offshore, using other means. They are using the Stokes Point airfield on a temporary basis as an emergency airfield. I believe that we have requested them to clarify, once and for all, just why they require Stokes Point over the next few years and if they could be more explicit as to what their requirements are so that they could be given a better consideration by the interested parties. They have erected a radio tower there, in order to ensure safety of operation of their offshore exploration, so Stokes Point is no longer the burning issue that it was a year ago.

As a result of the agreement of the COPE claim, within which area Stokes Point falls, there is now a pretty clear consensus and agreement about the creation of a national park there and the process for reviewing projects that might take place in that area and also a consensus on the creation of a caribou-management board and a planning process. Therefore, since that time, there has been agreement on a wide range of issues that were causing considerable concern at the time that Gulf first came forward with their proposal.

**Senator Adams:** I have just one further question, Mr. Chairman. With regard to the COPE claim and that possible ten per cent clause that was included in it, at the time of the constitutional meeting in Yellowknife in February of this year, when the minister was present, myself and Senator Austin were on some of the committees and some of the business people in the north expressed some concern about that ten per cent clause. Can you tell me, has that clause now been dropped, or is it still included in the agreement?

**Mr. Faulkner:** Yes, that did create some concern, notwithstanding that both territorial governments have preferential contract policies. However, it has been renegotiated and no longer exists.

**The Chairman:** I have just one other area I wish to cover and that is the northern regulatory review. In your remarks, you seemed to concentrate within your department and your own agencies. Is there any mechanism now in place for a co-



[*Traduction*]

a maintenant renoncé. Il n'y a pas eu d'entente définitive à cet égard. Est-ce exact?

**M. Faulkner:** Stokes Point a été mis en lumière l'année dernière en raison du désir exprimé par Gulf Canada d'établir une base d'exploration dans cette région et du fait que la société proposait d'exploiter une carrière sur le versant Nord, plus à l'Est, à King Point l'industrie du gas et du pétrole en Alaska et peut-être même la mer de Beaufort devaient utiliser les roches de cette carrière. Ces deux propositions ont été étudiées en détail par les divers ministères, particulièrement par le MAIN, mais on n'a pu s'entendre pour savoir si ces projets étaient nécessaires et si Stokes Point valait mieux que King Point. Toutefois, et fait plus important, la revendication foncière du CEDA et celle du CIY étant presque réglées, le ministre a jugé qu'il était beaucoup plus sage de clore le processus de négociation des revendications, que l'étude de ces autres questions compromettait.

Depuis, Gulf procède à l'exploitation et à l'exploration au large des côtes, en se servant d'autres moyens. Elle utilise temporairement l'aérodrome de Stokes Field comme solution d'urgence. Je crois que nous leur avons demandé de préciser une fois pour toutes, pourquoi ils auraient besoin de Stokes Point au cours des quelques années à venir et de nous expliquer plus clairement leurs besoins de sorte que les parties intéressées aient le temps d'étudier leur proposition de façon convenable. Ils ont installé une tour de radiodiffusion afin d'assurer la sécurité de l'exploration au large des côtes. Stokes Point n'est donc plus une question aussi urgente que l'année dernière.

A la suite de l'entente conclue à l'égard de la revendication du CEDA, qui porte sur une région où est situé Stokes Point, on est maintenant arrivé à un consensus assez clair et on a signé une entente concernant la création d'un parc national dans la région ainsi que le processus de révision des projets qui pourraient se dérouler dans cette région. Nous avons également un consensus sur la création d'un office de gestion du caribou et l'établissement d'un processus de planification. Ainsi, depuis, on a pu s'entendre sur toute une série de questions qui préoccupaient bon nombre de gens au moment où la société Gulf a présenté sa proposition.

**Le sénateur Adams:** J'aimerais poser une dernière question, Monsieur le président. Il s'agit de la revendication du CEDA et cette disposition de 10 p. 100 qui y était prévue. Lors de la rencontre constitutionnelle de Yellowknife, en février dernier, à laquelle participait le Ministre, le sénateur Austin et moi-même faisions partie de certains comités et des gens du monde des affaires du Nord se sont inquiétés de cette disposition de 10 p. 100. A-t-elle été abandonnée ou fait-elle toujours partie de l'entente?

**M. Faulkner:** Oui, cette question a suscité certaines inquiétudes, d'ailleurs, les deux gouvernements territoriaux ont des politiques d'adjudication préférentielles. Toutefois, cette entente a été renégociée et la disposition n'existe plus.

**Le président:** J'aimerais aborder une dernière question; il s'agit de l'examen de la réglementation du Nord. Dans vos commentaires, vous semblez ne parler que de votre ministère et de vos organismes. Existe-t-il déjà un mécanisme qui coor-

[*Text*]

ordinated effort through all of the agencies operating in the north, or are you just staying with your department? For example, we have just heard from Mr. Edge of the National Energy Board who indicated that, through co-operation with COGLA, the board has been able to develop standard regulations. Are you working with other departments, or strictly within your own area?

**Mr. Faulkner:** It is an on-going process, working with other departments to ensure that there are no process problems that can easily be resolved without policy direction. We do that all the time, and that is on-going. We are changing a number of procedures, both within and in relation to other organizations, certainly in terms of our working relationships between the northern affairs program and COGLA which, in the north, is just one department, DIAND. Over the last couple of years, many of the areas where there may have been differences, these differences have been worked out to facilitate the way industry can relate to government and vice versa. That is an on-going process.

In terms of the regulatory review proper, we believe, as you indicated, that there is at least a perception out there that there is a serious problem; that there are policy conflicts that cause difficulty; there are legislative overlaps or gaps which cause difficulty and there may be some organizational matters which cause difficulties. Although my minister has the responsibility to attempt co-ordination of federal programming and policy development in the north, which is what we are doing, in order to deal with those, we do need political direction in order to decide on what type of review to undertake. At the moment, we have internalized it to the northern affairs program. However, I would hasten to add that we have consulted widely with other government departments and we will be in a position to present to ministers a comprehensive picture as to where the industry feels there are problems. We will be able to provide ministers with some options as to how to deal with them, what process to put in place to deal with them. At the moment this is perhaps not the best time to put that forward because there are other preoccupations, but we are very close to being ready to put forward those options for ministers to consider.

I suggest that to limit it just to within the northern affairs program, although we have rather comprehensive regulatory powers, would be inadequate. It would not meet all the concerns because the bulk of the concerns deal with conflicting legislation or overlapping legislation and the appearance of conflicting policies, rather than problems within one department itself.

**The Chairman:** You have created within your department a project development division. Is that in operation now? I understand that has been established to assist proponents in processing their applications, and so forth.

**Mr. Faulkner:** Yes, it is in operation. What I have attempted to do within my own capacity is to ensure that we can deal more directly with our clients. We have, for example, created a mining branch that clearly deals with the mining industry; we

[*Traduction*]

donne les efforts de tous les organismes qui œuvrent dans le Nord? Ou vous contentez-vous d'étudier les activités de votre Ministère? Par exemple, M. Edge, de l'Office national de l'Énergie, a dit que, grâce à la coopération avec l'APGTC, l'Office a pu établir des règlements normalisés. Travaillez-vous avec d'autres ministères?

**M. Faulkner:** C'est un processus continu. Nous travaillons avec d'autres ministères afin d'éliminer les problèmes qui peuvent être réglés facilement. Nous le faisons continuellement. Comme je vous l'ai dit c'est un processus continu. Nous modifions un certain nombre de procédures, au sein du Ministère et en relation avec d'autres organismes, et en ce qui touche nos relations de travail avec les responsables du programme des affaires du Nord et de l'APGTC qui, dans le Nord, n'est qu'un ministère, le MAIN. Au cours des deux dernières années, dans nombre de secteurs où il y a eu des différends, ces conflits ont été réglés afin de faciliter les relations entre l'industrie et le gouvernement. Je le répète, c'est un processus continu.

Pour ce qui est de la forme réglementaire en soi, nous sommes d'avis, comme vous l'avez dit, que les gens semblent croire qu'il existe un grave problème. Ces problèmes peuvent être causés par des politiques incompatibles, par des recoupements de textes législatifs, par des écarts entre des mesures législatives ou par des questions d'organisation. Bien que le Ministre soit chargé de tenter d'assurer la coordination des programmes fédéraux et de l'élaboration de politiques dans le Nord, ce que nous faisons d'ailleurs, nous avons besoin, afin de régler ces problèmes, de lignes directrices politiques qui nous permettent de décider du type de révision ou d'examen que nous entreprendrons. Pour l'instant, nous avons procédé de cette façon au sein du Programme des affaires du Nord. Je dois toutefois, préciser que nous avons consulté les autres ministères et que nous serons en mesure de donner aux ministres une idée bien complète des problèmes que l'industrie décèle dans ce secteur. Nous pourrons également leur fournir des options quant aux façons de les régler et au processus qui s'impose pour y arriver. Ce n'est peut-être pas le moment idéal pour présenter ces propositions parce qu'il existe d'autres préoccupations; cependant, nous serons prêts sous peu à faire part de ces options aux ministres.

Je crois qu'il ne serait pas approprié de limiter cette façon de procéder au Programme des affaires du Nord, bien que nous ayons des pouvoirs de réglementation plutôt vastes à cet égard. Une telle mesure ne permettrait pas de dissiper toutes les préoccupations puisque la majorité d'entre elles ont trait à des lois incompatibles, au chevauchement de lois ou à ce qui semble être des lignes de conduite incompatibles plutôt qu'à des problèmes propres à un seul ministère.

**Le président:** Vous avez créé, au sein du Ministère, une division de la mise en œuvre des projets. A-t-elle commencé ses activités? J'ai cru comprendre qu'elle avait été mise sur pied afin de faciliter, notamment, le traitement des demandes.

**M. Faulkner:** Cette division fonctionne. J'ai fait de mon mieux pour que nous traitions plus directement avec nos clients. Nous avons, par exemple, créé une division des mines qui s'occupe de l'industrie minière; nous avons également mis

[*Text*]

have created the group that you just referred to, the major project development group. Not that they are set up or have the powers to centrally manage or direct major projects, because they do not, but they are there to provide a service both within government and to the developers to provide a comprehensive response that identifies concerns that touch on a wide number of areas which no one government agency can provide.

That group does not take away from any government department its particular responsibilities to deal with developments. As an example, it does not take away from the Department of Transport when it deals with shipping matters or COGLA when it deals with the development of plans for oil and gas. It does not attempt to take away any powers whatsoever, but provides a central repository for information and has the capacity to serve my minister in terms of his broader responsibilities.

Beyond that, if I may mention, as you did in your report, and as was expressed by a number of people, including Mr. Edge from the National Energy Board and Mr. Horte in his study, I have identified a need to have at least a central co-ordinator. In terms of the Norman Wells project, which is not a small project—it is not a mega-project, perhaps, but does involve over a billion dollars—we have created a co-ordinator; we have created a co-ordinating office and that does not disturb anybody's responsibilities and does not take away accountabilities. It does the reverse in that it assures accountabilities and provides a means of providing a lightning rod to any minister who has jurisdictional powers, and the capacity to break down bureaucratic log-jams or industrial-government log-jams when they occur. So, your recommendations have been well received and acted upon.

**Senator Guay:** It seems to me that we never receive answers unless we go to each and every department. We should receive answers from this co-ordinating committee you have spoken of. How soon do you expect that committee to be in a position to answer some of the questions the committee has asked since it started this study?

**Mr. Faulkner:** You mentioned yourself, Mr. Chairman, the Van Horne proposal, which is the first we have had that may or may not proceed and that involves tankers. That is at a very early stage. Their own planning has changed considerably since they first identified it with government officials back in November. That has gone through a process of change as a result of one of your recommendations that pre-application meetings take place at an early stage. Those meetings have taken place. Those meetings have taken place with the Department of Transport and with COGLA. We also provide a service in terms of pulling together comprehensive views.

At that juncture there was no need for a co-ordinating committee to be at large with that particular project because we did not have a hard application and, therefore, no project. We have at this juncture, both within COGLA and the major projects groups, the capacity to give the government—in this case

[*Traduction*]

sur pied, je viens d'en parler, le groupe chargé de la mise en œuvre des projets. Il n'est pas conçu pour assurer la gestion centrale des grands projets ni les administrer, d'ailleurs, il n'est pas autorisé à le faire; il est conçu pour assurer un service aux diverses sections gouvernementales et aux exploitants afin d'assurer un service global qui permette de définir les préoccupations qui touchent toute une série de secteurs et dont aucun organisme gouvernemental ne peut se charger.

Ce groupe n'assume pas les responsabilités d'un ministère en ce qui a trait à la mise en œuvre de certains projets. Par exemple, il n'assume pas les responsabilités du ministère des Transports lorsqu'il traite de navigation ou de l'APGTC lorsqu'il traite des projets de mise en valeur du pétrole ou du gaz. Il ne tente pas de s'approprier les pouvoirs d'autres groupes, il assure plutôt un service central de renseignements et peut tout au moins offrir ses services à mon ministère, qui a de vastes responsabilités.

J'aimerais signaler, comme vous l'avez d'ailleurs fait dans votre rapport, et comme bon nombre de personnes, dont M. Edge de l'Office national de l'énergie et M. Horte dans son étude, que j'ai constaté qu'il faut au moins un coordonnateur central. Pour le projet de Norman Wells, qui n'est ni un petit projet ni un méga-projet, même s'il a tout de même un budget de plus d'un milliard de dollars, nous avons créé un poste de coordonnateur. Nous avons mis sur pied un bureau de coordination qui n'entrave pas les responsabilités d'autres services et qui ne supprime pas non plus le devoir de rendre des comptes. De fait, c'est tout le contraire; ce bureau assure que des comptes sont rendus et permet de prévoir les moyens nécessaires pour faciliter la tâche au ministre qui a des pouvoirs de juridiction. Il peut de plus régler les impasses administratives et à l'égard des communications entre l'industrie et le gouvernement. Je tiens donc à vous assurer qu'on a tenu compte de vos recommandations et qu'on a pris les mesures qui s'imposaient.

**Le sénateur Guay:** Il me semble que nous ne recevons jamais de réponse à moins de nous adresser à chaque ministère. Nous devrions recevoir des réponses de ce comité de coordination dont vous venez de parler. Quand croyez-vous qu'il sera en mesure de répondre à certaines des questions que nous avons posées depuis que nous avons entrepris cette étude?

**M. Faulkner:** Vous avez signalé vous-même, monsieur le président, la proposition Van Horne, qui est la première qui touche les pétroliers et à laquelle on pourrait donner suite. Nous n'en sommes encore qu'aux premières étapes. Leur propre planification a été modifiée de façon considérable depuis qu'ils ont cerné la question avec les représentants du gouvernement, en novembre dernier. Cette proposition a donc été modifiée à la suite d'une de vos recommandations selon laquelle il devrait y avoir des réunions préalables à la présentation des demandes. Des représentants du ministère des Transports et de l'APGTC ont participé à ces réunions. Ces services peuvent également offrir des perspectives générales sur la question.

Il n'était pas nécessaire, à ce moment-là, de mettre sur pied un comité de coordination pour ce projet particulier parce que nous n'avions pas de demande ferme et donc pas de projet. Nous pouvons actuellement, au sein de l'APGTC et des principaux projets, offrir au gouvernement dans le cas qui nous

[*Text*]

the Minister of the Department of Indian Affairs and Northern Development, who has broad responsibilities—a single view as to where that stands. That does not, and should not, take away from the responsibilities of the Minister of Transport to undertake responsibilities for managing ice-breakers and shipping in the Arctic. So, it is premature to look for a co-ordinator in that area. It is not the same in the Norman Wells case because there we have a co-ordinator with an office and a small staff who hold regular meetings with government agencies and different committees. He also has an advisory board that reports to the minister. Those are in place and seem to be working well but it is under close scrutiny by the public, the industry and ourselves so that we can draw some conclusions about its efficacy at the end of the project.

**The Chairman:** Would it be fair to say that of the 21 recommendations the committee made 19 were accepted in whole or in part, one was rejected and one was misunderstood?

**Mr. Faulkner:** I have not attempted to evaluate those numerically, Mr. Chairman. I think you can sense from our response—and I hope it is not perceived as being negative, too negative or too precise, because that was not our intent—that we went to great pains to examine your concerns across government and attempted, as you did, to give a comprehensive response. To a very great extent, I think you touched on all of the concerns and your recommendations have been recognized as having considerable merit. As we have indicated today, a very large percentage of them were either anticipated or have been accepted and are in place or are about to be put in place. I think you can rest assured that your report has met its objectives.

**The Chairman:** When the Minister of the Environment appeared before us he extended to us an invitation to continue our scrutiny of hydrocarbon development in the north. I presume that invitation is also extended by your department.

**Mr. Faulkner:** That is obviously a matter I will refer to my minister.

**The Chairman:** Thank you for your attendance today. We appreciate receiving your presentation.

The committee will adjourn until 11 o'clock tomorrow morning, at which time we will continue with our study of the National Energy Program.

The committee adjourned.

[*Traduction*]

occupe, il s'agit du ministère des Affaires indiennes et du Nord, qui a de vastes responsabilités—une seule et même opinion sur la situation. Évidemment, cela ne diminue pas les responsabilités du ministre des Transports qui doit assurer la gestion des brise-glace et de la navigation dans l'Arctique. Il est donc prématuré de vouloir créer le poste de coordonnateur dans ce secteur. Ce n'est cependant pas le cas pour le projet de Norman Wells. En effet le coordonnateur de ce projet a un bureau et quelques employés qui ont des réunions régulières avec des organismes gouvernementaux et divers comités. Il dispose également d'un comité consultatif qui fait rapport au ministre. Ce système existe et semble assez efficace. Cependant le public, l'industrie et nous-mêmes surveillons de très près ces activités pour pouvoir tirer des conclusions sur son efficacité à la fin du projet.

**Le président:** Serait-il juste de dire que des 21 recommandations que le Comité a présentées, 19 ont été acceptées du moins en partie, que une a été rejetée et que une a mal été interprétée?

**M. Faulkner:** Je n'ai pas essayé de répartir les choses de cette façon, monsieur le président. Je crois que vous pouvez voir d'après notre réaction—et j'espère qu'on n'a pas jugé qu'elle était trop négative ou trop détaillée, parce que ce n'était pas notre intention—que nous avons étudié à fond les préoccupations du gouvernement et tenté, tout comme vous, d'offrir une réponse complète. Dans une large mesure, je crois que vous avez traité de toutes les préoccupations et que vos recommandations sont fondées. Comme nous l'avons indiqué aujourd'hui, un grand nombre de ces recommandations avaient été anticipées, ont été acceptées, et on leur a donné suite ou devrait le faire sous peu. Votre rapport a donc atteint les objectifs visés.

**Le président:** Lorsque le ministre de l'Environnement a comparu devant notre comité, il nous a invité à poursuivre notre étude de l'exploitation des hydrocarbures dans le Nord. Je suppose que votre Ministère nous y invite également.

**M. Faulkner:** Je devrai évidemment faire part de cette question au ministre.

**Le président:** Je tiens à vous remercier de votre présence et de vos commentaires aujourd'hui.

La séance est levée jusqu'à 11 heures demain matin. Nous reprendrons alors notre étude du Programme énergétique national.

La séance est levée.

APPENDIX "ENR-9A"

CANADA

# REFORMING THE REGULATORY ENVIRONMENT

STATEMENT BY
MR. C.G. EDGE
CHAIRMAN
NATIONAL ENERGY BOARD

TO

**THE SENATE STANDING COMMITTEE
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES**

**RESPECTING**

**THE MARCH 1983 REPORT OF
THE SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE**

**May 1984**

# REFORMING THE REGULATORY ENVIRONMENT

STATEMENT BY
MR. C.G. EDGE
CHAIRMAN
NATIONAL ENERGY BOARD

TO

THE SENATE STANDING COMMITTEE
ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

RESPECTING

THE MARCH 1983 REPORT OF
THE SPECIAL COMMITTEE OF THE SENATE
ON THE NORTHERN PIPELINE

MAY 1984

# NEB PRESENTATION TO THE SENATE STANDING COMMITTEE ON ENERGY AND NATURAL RESOURCES

## TABLE OF CONTENTS

1. Introduction

2. Background

3. The Case of the Norman Wells Project

4. Regulatory Reform Initiatives
   - COGLA/NEB Technical Interface
   - The Rules of Practice and Procedure
   - Onshore Pipeline Regulations
   - Offshore Pipeline Standards
   - Regulatory Agenda
   - Approval-in-Principle
   - Other Steps

5. Intervention of Federal Departments in NEB Hearings

6. The Future : Regulation of Major Projects

7. Conclusion

APPENDICES

I - Regulatory Reform at NEB

II - National Energy Board, Regulatory Agenda, March 1984 Issue

III - National Energy Board, Response to Horte Task Force Report.

## 1. Introduction

Mr. Chairman, in keeping with your request, this presentation is intended to serve two essential purposes. It is intended to review events involving the Board that have occurred since publication of your report "Marching to the Beat of the Same Drum" in March, 1983, and to indicate the activities now underway or planned that relate to the Committee's report and recommendations.

## 2. Background

Prior to our presentation to the Senate Committee in September 1982, the Board released a Staff Study in June of that same year of actual and prospective Pipeline Construction Costs for the period 1975 to 1985. The Study indicated that construction costs had increased significantly more than inflation between 1975 and 1981 and forecast that further substantial increases could occur between 1981 and 1985 unless past trends were reversed. Our presentation to you in September, 1982, outlined the conclusions of this report.

As a result of the Staff Study, the Minister of Energy, Mines and Resources in December, 1982, decided to establish a Task Force headed by Mr. V.L. Horte, who has had considerable expertise in the industry, to investigate pipeline construction costs in Canada. The report of the Horte Task Force was released in September, 1983. As with your earlier report of March, 1983, the Horte report confirmed that a number of problems existed in connection with pipeline construction costs, and made a number of recommendations to overcome them. This submission will outline to you the actions that have been taken by the Board in the areas where the Hastings Committee and the Horte Task Force expressed concerns and made recommendations.

Your report mentioned in some detail the overlapping regulatory maze concerning the development of oil and gas in the Far North. Among other things, this Committee recommended: the review of regulatory processes and regulations with a view to streamlining and simplifying them; improved coordination among the various regulatory agencies involved, including their increased use of existing information; the allocation of time limits to procedural processes to be met by both sponsors and government; and the appointment of a federal official to coordinate each major energy project. You also advocated the establishment of an approval-in-principle mechanism that would allow proponents of major projects to provide the Cabinet with the broad intent of their proposals without having to go to the expense of completing extensive design work and supplying other supporting information.

While the Horte Report focused on pipeline construction companies throughout Canada and contained a number of other recommendations relating to activities in Southern Canada affecting provincial governments, labour unions, and so on, a common beat of the drum can be seen in its recommendations as they would relate to petroleum development.

Among the Horte Report recommendations that apply to northern hydrocarbon development are those advocating that companies file applications with the NEB at an early stage, that the Board continue to review and overhaul its rules and regulations with a view to simplifying and streamlining them to the greatest extent possible, that senior staff of the Board be available to provide advice and guidance at the draft stages of applications, and that the Board conduct more pre-hearing conferences and other initiatives to promote maximum efficiency in the hearing process. The Horte Report further recommended that no further special regulatory bodies such as the Northern Pipeline Agency be set up because the expertise to regulate major energy projects is available withing the NEB. It recommended that the federal Environmental Assessment and Review Process (EARP)" not be invoked in respect of pipeline facilities over which the NEB has certification and regulatory jurisdiction. Environmental and socio-economic concerns can be fully addressed by the NEB under its present legislative mandate, particularly when co-ordinated with the DIAND and the territorial governments". (V.L. Horte, Task Force Report on Pipeline Construction Costs, June, 1983, Page 9) The Task Force also recommended that territorial governments be encouraged to intervene in any of the NEB processes and that the jurisdictional boundaries between the Board and the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) be clarified. The Task Force recommended that the role of the NEB in field inspection of pipelines during construction, although limited to quality audit, be that of a single-window for owners and contractors, thus reducing confusion, delay and project cost. The Horte Report recommended that some form of incentive be developed by the NEB in consultation with industry to encourage greater control over construction costs. The Report also proposed that in the case of applications for new facilities that appeared to be acceptable, the Board issue interim decisions containing a pro forma certificate, including all conditions under which the Board would be prepared to recommend a certificate - subject only to approval of a revised and final cost estimate. In addition, the Task Force proposed establishment of some form of preliminary assessment by the Board and Cabinet so that project sponsors would be afforded an opportunity to assess the risk of success or failure before committing to the heavy financial burden associated with the preparation and presentation of a detailed and complete regulatory case. This recommendation is, of course, quite similar to your Committee's recommendation for an approval-in-principle process.

### 3. The Case of the Norman Wells Project

The first major project to be undertaken involving petroleum development north of 60° in Canada during the postwar period is the expansion of the Norman Wells oilfield and construction of a pipeline from Norman Wells in the Northwest Territories to Zama in Northern Alberta. This project presents an ideal test situation from the regulatory point of view. It is one that involves significant challenges of a socio-economic, environmental and technical nature. It is also a project that involves a number of agencies, in addition to the National Energy Board, at both the federal and territorial level. This includes the Department of Indian and Northern Affairs, which exercises responsibility with respect to the land permits, water crossings, timber rights and permits, sources of water, construction roads, and impact upon local residents. The territorial government also has a role with regard to social and economic matters affecting residents. A quasi-independent territorial Water Board reporting to the Ministry of Indian and Northern Affairs has responsibility for river crossings as they might affect water quality. The Department of the Environment has responsibilities relating to potential oil pollution and the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) has responsibilities relating to the development of the oilfield. The Department of Fisheries and Oceans is concerned with potential impacts upon fish. The potential has always existed for any one of these agencies to hold up the project in order to ensure that its regulatory requirements were met.

Given the great many players involved, it is obvious that this undertaking could have become a regulatory nightmare. I am happy to be able to tell you that this outcome has been avoided. Early in the game, the three main regulators - the National Energy Board, the Department of Indian and Northern Affairs, and the Territorial government - realized that acting independently would only confound and confuse the project and delay its completion. Each agency, therefore, decided to appoint a coordinator, located in the North, to serve as the point of contact to the pipeline company, the oil company, and with each other. These coordinators meet regularly, exchange information freely, and generally work very well together in the field to ensure not only that regulatory requirements of each agency are being met, but also to ensure that these requirements are carefully coordinated so as to minimize the problems for the companies in complying with the regulations.

It is sometimes suggested that a complete regulatory and administrative overhaul, putting complete authority with one agency, would be a "better" solution. But this would have taken considerable time to develop and legislate - and would not have happened fast enough to move the Norman Wells project along. As an alternative, the coordinating mechanism established appears to be working well from a pragmatic point of view.

I might add that, in addition to the coordinator, the Board has also made a major effort to locate well-trained inspectors in the field so as to ensure that all of our regulatory requirements are met during the construction phase of the Norman Wells pipeline.

## 4. Regulatory Reform Initiatives

The need for regulatory reform has been apparent for some time. Your Committee highlighted it in its report and the Horte Task Force also recommended an overhaul of existing regulations and legislation. As I indicated when I last appeared before this Committee, we at the Board have also been well aware of the need to improve the regulatory process. Other regulatory agencies are also well aware of the problem: The Department of Indian and Northern Affairs is studying their project assessment processes and regulatory programs which are within that department's responsibility north of 60°. The Board is cooperating fully with the department in this study.

For an extended period, we have been engaged in doing what we could to put our own house in order. At present, we are at various stages in the process of overhauling several of our existing rules and regulations - and also of establishing new regulations for offshore pipelines. These initiatives are listed and briefly described in Appendix I. The Board fully appreciates that there is a need to strike a balance between the establishment of regulatory provisions that are essential to the protection of the Canadian public interest, and avoidance of the imposition of unnecessary regulatory requirements or those which duplicate the requirements of others. This, however, presents very complicated issues in relation to the rapidly changing technology that exists with today's major projects and the difficult socio-economic and environmental problems which these projects may involve. I would now like to highlight some of the Board's regulatory reform initiatives presently underway.

### COGLA/NEB Technical Interface

With regard to jurisdictional overlap - a problem that was raised in both the report of this Committee and that of the Horte Task Force - the board has established joint technical committees with COGLA to ensure that pipeline regulations relating to safety and operations are compatible and consistent. The Board anticipates as a result that an operator or potential operator will not be faced with two different sets of regulations when its project crosses the jurisdictional boundary between the NEB and COGLA. Moreover, the two agencies agree upon the physical boundary, in terms of jurisdicition, for each project. The heads of the two Agencies meet from time to time to ensure that no unnecessary overlap exists and that common approaches are followed to the greatest extent possible.

The Rules of Practice and Procedure

The Board is in the process of standardizing and simplifying its Rules of Practice and Procedure, which specify the requirements and procedures to be followed in the review of an application. A first draft of amendments was forwarded in 1983, to industry and others interested, for comments. A second draft, based upon analysis of comments received, will be distributed shortly. It is expected that the new Rules will be implemented before year end.

With respect to information requirements, the Board initiated about two years ago a formal review of its Schedule to the Rules of Practice and Procedure. The Schedule includes details of information that must be filed by an applicant seeking a certificate for gas, oil, or products pipeline. The objectives of the proposed review were to reduce the frequency and volume of information required by the Board, and the number of requests sent to a company after the filing of an application.

To that end, the Board, in June, 1983, requested the 41 pipeline companies under its jurisdiction to comment on revised and new parts of the Schedule that were being proposed. Following the submission of comments by industry, a two day industry/NEB staff workshop was held in December, 1983. The meeting provided industry and the Board with an opportunity to exchange views on the proposed amendments and additions to the Schedule. Based upon the comments and meetings with industry, a revised draft has been sent to gas, oil and products pipeline companies for further comment on sections applicable to them.

In addition, the Board has recently (February 1984) notified all companies under its jurisdiction of procedures for seeking exemptions from existing filing requirements, where appropriate in the circumstances of a particular application. This should allow companies to reduce the amount of information necessary to be filed.

Onshore Pipeline Regulations

The Board is also in the process of revising its oil and gas pipeline safety and design regulations. In April 1983, the Board sent a letter to all pipeline companies under its jurisdiction requesting comments on these regulations. All of the major pipeline companies responded by mid-July and the process began of undertaking revisions in an effort to meet the concerns expressed by industry to the greatest extent possible. Board staff also had a number of suggested amendments to help improve and streamline the existing pipeline regulations.

The revision process itself has now been virtually completed and in-house review and editing will be ongoing for some time to ensure that the new document addresses all concerns identified. The draft revisions will be referred to industry for further comment before the final formulation of new regulations.

Offshore Pipeline Standards

In April, 1983, Board staff initiated, through the Canadian Standards Association (CSA), the formation of a task force to undertake the rapid drafting of an Offshore Pipeline Standard to meet the unique and demanding Canadian situation. A draft standard is expected to be completed shortly. It will be used by the Board as a technical basis for developing new offshore pipeline regulations.

A number of Industry participants enthusiastically joined the effort, as did COGLA. Following the first meeting in May, 1983, participants submitted draft sections to the Board for collation and distribution. The first draft was completed in August, 1983. Further drafts of the standard have since been prepared, the latest of which was discussed at a meeting of the Task Force on the 28th and 29th of February, 1984.

The CSA has agreed to adopt this draft as a "Preliminary Standard". Following one or two years of critical review, the Offshore Pipeline Standard will likely be adopted as a full fledged CSA technical standard. Board involvement will remain strong throughout the coming years as the present Task Force will become a CSA sub-committee and NEB staff representatives will maintain membership in this important working group.

Regulatory Agenda

Mr. Chairman, your Committee also mentioned in its report that Regulatory Agendas were published by departments semi-annually to inform the public of regulatory activities. I am pleased to advise that a Regulatory Agenda was initiated some time ago by the Board on a quarterly basis. Its purpose is to provide advance notice to industry and the public of forthcoming regulatory actions and information on the status of ongoing proceedings. A copy of our latest regulatory agenda is attached as Appendix II. I should add that the Board has also commenced a series of "Information Bulletins" designed to explain specific activities of the Board to the public. Topics published to date include subjects such as "Route Approval Procedures", "How to Intervene", "The Board's Publications", and "The Regulation of Tolls and Tariffs".

Approval-in-Principle

Both the Senate committee and the Horte Report recommended some form of governmental approval-in-principle for major projects. This was designed to be undertaken at an early stage in the life of a proposed project so that proponents would have an opportunity to determine whether government had any fundamental objection from the standpoint of policy and/or potential impacts, without the proponents intially having to expend considerable funds on studies and data collection.

Even if the Board could legally adopt the approval-in-principle approach, it has serious concerns that the procedure might not be a practical one and might not serve the interest of the applicant and other interested parties. For the applicant, there would be the risk that, having received approval in principle, and having proceeded to spend money in the expectation of receiving approval, matters could later come before the Board which would cause it to have second thoughts. From the standpoint of intervenors who oppose an application, the granting of an approval-in-principle would, to some extent, shift the onus from the applicant having to make its case to the opponent having to prove that, notwithstanding the approval-in-principle, the project was not one that should proceed.

All things considered, any apparent attraction of the approval-in-principle approach would, in the Board's view, be outweighed by the perception that such an approach really bypasses the regulatory process, short-circuiting the Board's comprehensive assessment and independent decision. There are, in the Board's opinion, other ways to achieve the objective being sought with less risk of negative effects.

The NEB Act does allow for considerable procedural flexibility, and flexibility is a key ingredient of good regulation. The Board believes that, rather than rigidly applying fixed procedures and rules, the better approach is to tailor the handling of each certificate application to the circumstances of the case. The Act as it now stands should allow this to be done, and accordingly the time consuming and perhaps difficult process of amending the statute should be unnecessary.

The Board is continuing to devote serious effort to revamping its approach to accommodate the flexibility it sees as so important. Changes of the type necessary are not easy and must be well thought out before being even suggested for implementation. From the work it has done to date, the Board feels that much of the improvement being sought may be realized, particularly on larger projects, by an early delineation of the issues raised by a specific application, followed without delay by an airing of these issues in a "first phase" hearing. This Early Hearing Process would serve to add or delete issues, identify the magnitudes of the problems facing the applicant and intervenors in addressing the issues, and would - where necessary - address the methodology to be used in examining the issues in any subsequent hearing phases. The Board would issue a report after the first phase, setting forth its findings on the identification of issues, their importance, and the manner in which the issues should be later addressed if the applicant decides to proceed with its application. Should the case be continued, hearing phases would be tailored to the issues, and the magnitude of their importance, with the order for consideration of the issues designed to dispose of "first things first". The Board would, where possible and desirable, issue statements of its views and findings from time to time as the hearing progressed, but reserving its decision on whether or not to grant a certificate until the record was closed.

The Board report of the type just outlined will, it is hoped, assist the applicant in deciding whether to proceed with its application, in light of the major expenditures and commitments that it may involve. The sponsor will also know in which areas to concentrate attention should it continue to seek approval. The Federal Cabinet may find the Board's early report on the project and the key issues it raises a useful base for determining its attitude towards the undertaking. Other potentially interested parties should also find the Early Hearing Process helpful in deciding what positions to take in preparing effective interventions. This approach has been recently discussed with potential applicants, such as those for Lepreau II, the Venture Project, and the Polar Gas Project. It is more fully discussed in Appendix III - the NEB response to the Horte Report.

Other Steps

The Board has also taken other steps to improve its regulatory process. We are making much greater use of pre-hearing conferences and staff are meeting with prospective applicants well before their applications are submitted so as to reduce the deficiencies in the applications at time of filing. The pre-hearing conferences serve to sort out issues between counsel so that they can be brought into clearer focus for the benefit of all concerned parties. We are also adopting phased hearings for certain major projects so that it is not necessary for a proponent to have every aspect of a project application completed before we commence the review.

## 5. Intervention of Federal Departments in NEB Hearings

Comments were made in the Hastings and Horte reports about the intervention of federal departments and agencies at NEB Hearings. The Board would like to affirm categorically, as it has for a number of years, that federal departments are welcome as intervenors. Provincial government departments and agencies intervene regularly in NEB hearings. The Board has been taking steps to ensure that federal departments are informed that there is no legal or procedural objection to them intervening in our hearings, should they so desire. As indicated in our response to the Horte Report (Appendix III), it would be possible for Environmental Assessment Panel Reports to be filed at Board hearings. The Department of the Environment could intervene as well. In this way, the Board would reach its decision on the basis of the fullest possible information available.

## 6. The Future - Regulation of Major Projects

It appears likely, in the light of recent experience, that industry, government, and regulators will in future be more pragmatic in their assessment as to what major energy projects can and will accomplish in this contry. Signs of this are evident in the Norman Wells project, for example, where the regulators have a working mechanism to reduce overlap, which I discussed earlier, and the project is proceeding under a two year no-strike contract. It also appears that it will likely be on or under budget (thanks in part to the drop in interest rates over the past year). There is also evidence that vast projects are being scaled down to more manageable pieces, where feasible, and there is greater acceptance of the use of pilot projects to test new technologies in frontier areas. For example, there are now proposals for small-scale oil production from the Beaufort that would link up the Norman Wells project and also for movement of oil in relatively small quantities from the Bent Horn field in the High Arctic. The scale of these two examples represents a much more manageable level than the proposals a few years ago of 20 or 30 supertankers or large diameter pipelines. The lesson seems to be that large scale projects should not be proposed with half-formed plans.

This more pragmatic approach is supported by changes in the financial climate, which is slowly moving towards levels of stability and confidence which might permit investment in the types of projects now being proposed. Similarly, governments are scaling down their fiscal claims in the case of more marginally economic projects. Greater cooperation is evident between governments, and between regulatory agencies. There is also greater understanding developing with respect to environmental and socio-economic benefits and costs associated with frontier area projects, which has come about through continuing research, study and practical experience. Work on the new technologies and techniques needed for certain frontier projects is also proceeding at a reasonable pace. I have mentioned the development of offshore pipeline standards being developed jointly by industry, government, and regulatory agencies such as NEB, which will be in place in time to be applied before offshore projects get underway.

There is, thus, evidence that the new pragmatism and spirit of cooperation, coupled with better understanding of environment and socio-economic factors and financial implications, and the development of new technology, are all coming together to provide the conditions that are required to enable energy projects to proceed in our frontier areas.

While it appears that we are well on the way to solving some of the problems that plagued large scale projects over the past few years, other problems are less amenable to immediate solutions. Although cooperation between the various levels of government and between government regulatory agencies is continuing to improve, for example, such cooperation is a fragile thing that may be upset by political developments beyond the control of any one government or specific regulatory agency.

The question of revenue sharing between governments (federal and provincial) is not firmly resolved and competing claims between governments may pose a threat to the economic viability of a given project -- particularly those that at best are marginal in nature.

An additional difficulty that is currently being actively addressed is the question of financing for major projects. As you know, construction of the northern segments of the Alaska Highway Gas Pipeline is on hold. This was due in part to the fact that it proved impossible to finance construction of the system in Alaska strictly on the security of the project alone, as the sponsors originally contemplated, and subsequently because the backers of the undertaking could not or would not put up sufficient security of their own to support financing. This difficulty was exacerbated by high rate of interest and inflation in the recent past, the severe economic recession, uncertainty over the future of world oil prices, and, somewhat later, by a sharp decline in the demand for gas in U.S. markets. It seems clear that innovative methods of financing are needed. The Board has been actively examining this matter in concert with industry and financial experts across the country. We have been involved in or co-sponsored seminars on the subject and we expect work to continue so that financing of major projects becomes a viable proposition in today's economic climate. Proper financing is of course a vital component in the Board's assessment of whether a project is in the best interest of Canada and it is a matter which we examine very closely. New proposals and techniques for financing should improve the viability of major projects in frontier areas.

In this regard, a Major Projects Association in the United Kingdom, comprised of business leaders and government officials, has been studying on an on-going basis for the past three years the problems inhibiting the launching and construction

of major projects and how to overcome them. Preliminary discussions on similar lines have been underway in Canada for some months. These will come into focus at a conference in July to determine whether an initiative similar to the U.K. one should be launched in Canada.

At the federal government level, I believe a review of the regulation of major projects by officials is being coordinated by the Ministry of State for Economic and Regional Development.

## 7. Conclusions

Mr. Chairman I have outlined to you our response to the major findings of your report as well as those of the Horte Task Force as they affect the National Energy Board. I have explained to you the work that is underway on a number of fronts to overcome the problems identified in your report and to meet the recommendations which were made by your committee and by Mr. Horte's task force. I think we are making progress, but recognize that we have a very long way to go. I have also outlined the problems that have plagued major energy projects in the past and indicated to you where these are being overcome and what areas require resolution.

The Board remains optimistic that frontier energy development projects, despite the many difficulties, may have a better chance to succeed if found to be the Canadian public interest. Your Committee focused on a number of issues that needed to be indeed raised for consideration. Thanks in part to you contribution, the Board believes that governments, regulators and industry are indeed beginning to march to the beat of the same drum.

## REGULATORY REFORM AT NEB

### 1. CHANGES TO LEGISLATION AND REGULATIONS

During 1983 the following changes were made to the Acts, Regulations, or Rules under which the Board operates.

#### AMENDMENTS TO THE NATIONAL ENERGY BOARD ACT

##### Bill C-108

Bill C-108, An Act to Amend the National Energy Board Act, made major changes to the NEB Act. Sections 1 to 11 and 14-31, inclusive, of Bill C-108 were proclaimed in July 1982 and were discussed in last year's Strategic Overview. Sections 12, 13, and 32 were proclaimed into force on 1 February 1983.

Section 32 of Bill C-108 established section 90.1 of the NEB Act. Under this Section, the Governor in Council may by order designate "any facility that is to be constructed and operated for the purpose of transmitting power from a place in a province to a place in Canada outside that province" as a facility to which, effectively, the section of the Act applying to international power lines may, by Governor in Council order, be extended to apply. To date no such order has been made.

Section 12 made that part of the NEB Act, which deals with pipelines and pipeline companies, applicable to international power lines for right-of-way and land matters, including provision for expropriation of lands for purposes of constructing such lines. Any designated interprovincial facilities would be similarly covered by this change.

Section 13 made the provisions of Part V of the NEB Act, except for Sections 63 and 80, applicable to international power lines. Previously Part V had applied only to pipelines. One result of this amendment was that international power lines became subject to the new negotiation and arbitration procedures established by Bill C-60.

##### Bill C-60

Further amendments to the NEB Act were occasioned by the proclamation, on 1 March 1983, of Bill C-60, which changed the expropriation procedures for lands acquired for the construction of pipelines and power lines. The effect of Bill C-60 can be described as follows.

Where a company submits its plan, profile and book of reference to the Board for approval, it must also serve notice on affected landowners that it is seeking such approval. If the Board receives any opposition, it must hold a public hearing at which it must consider all landowner representations in order to determine the best possible routing for the line and the most appropriate timing and method of construction. If the Board does not receive any filed opposition within the specified time limits, it can immediately approve a plan, profile and book of reference. The Board is also given the right to fix costs in respect of reasonable costs incurred by any person who made representation at the public hearing.

A company can only acquire lands for a line in accordance with a land acquisition agreement, or in the absence of such an agreement, in accordance with new negotiation and arbitration procedures. The new provisions are very specific as to what elements must be included in either an agreement or an award. Among these is the requirement for review every five years where annual or periodic payments are the form of compensation.

Where a company and a landowner cannot agree on the amount payable for either compensation for land or for damages resulting from the operations of the company, either party can serve a notice of negotiation on the Minister of Energy, Mines, and Resources, who in turn must appoint a negotiator.

If the negotiator is unsuccessful, or if the parties wish to dispense with negotiation proceedings, either party can immediately request that the matter be determined by arbitration. This process is conducted by an Arbitration Committee appointed by the Minister. No member, officer, or employee of the National Energy Board can be a member of an Arbitration Committee. Awards can take the form, for landowners whose land is taken, either of lump sum or periodic payments, and for landowners whose lands are affected, of periodic payments only.

The Bill also instituted a procedure whereby a company may gain an order for immediate right of entry onto the lands it requires. When it seeks such an order, the company once again must serve notice on the landowner concerned. The landowner has the right to make representation to the Board to receive advance compensation and to have that compensation set by arbitration.

Bill C-87

On 1 February 1983, Bill C-87 was proclaimed. That bill amended the NEB Act to provide for the Governor in Council to appoint temporary Board Members up a maximum of six at any one time.

## AMENDMENTS TO NEB ACT REGULATIONS

### The National Energy Board Part VI Regulations

These regulations which relate to the export and import of oil and gas and export of electricity, were amended several times during the year.

Section 14 of the regulations, which provided for a periodic review of the export price of natural gas and concordant adjustment, was revoked. The procedure is now encompassed by Section 85 of the NEB Act.

Sections 2(1) and 16(4) were amended to bring the definition of electric power and energy into conformity with the International System of Units, and to provide clarification on the method to be employed for the measurement of electricity.

An amendment to Section 27 eliminated the requirement of a hearing for the issue of licences for more than one year for the export of oil products produced under an agreement to process imported crude oil.

Section 17 was amended to give the Board the power to authorize its auditors or other authorized persons to enter premises and inspect records or equipment relating to the import of oil into Canada.

Several amendments in sections 24 to 34 inclusive of the regulations were made to provide for the authorization of oil exports by order instead of licence, where oil is to be exported and subsequently imported or where oil is to be exported pursuant to an exchange.

The Part VI Regulations were also amended by the Records Retention Project (see below) and as a result of the end of the Transportation Fuel Compensation Recovery Program (also below).

### Oil Pipeline Regulations

An amendment to Section 133 of the Oil Pipeline Regulations delineated those provisions of the Regulations applicable to new high vapour pressure pipelines and those applicable to existing high vapour pressure pipelines for which a certificate had been issued before 1 May 1983.

These regulations were also amended by the Records Retention Project (see below).

Gas Pipeline Regulations

These regulations were amended to redefine the term "pipeline" and to add a new section to require that gas being transported in a liquid state be transported in a pipeline designed and constructed in accordance with Part X of the Oil Pipeline Regulations.

These regulations were also amended by the Records Retention Project (see below).

Substituted Service Regulations

These Regulations were approved by the Governor in Council in February 1983. The regulations, which complement the provisions of the NEB Act amended by Bill C-60 (see above), provide for the service, other than personal service, of a notice on a landowner.

Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations

Complete, revised regulations, replacing those that came into effect in 1969, were approved by the Governor in Council in February, 1983.

These regulations were also amended by the Records Retention Project (see below).

Gas Export Prices Regulations

In April the Governor in Council approved the Gas Export Prices Regulations, to prescribe the price of natural gas exported under the authority of the Part VI Regulations. These new regulations were a direct result of the Minister's announcement of a reduction in the export price effective 11 April 1983.

In July, the regulations were amended to incorporate a Volume-Related Incentive Pricing Program (VRIP). Under this scheme, exporters were able to sell quantities of natural gas in excess of an established base level at an incentive price of $U.S. 3.17/gigajoule. Base volumes of gas exported continued to be sold at the uniform border price. Year one of the scheme was to extend from 6 July 1983 to 31 October 1983.

In October a further amendment was made, to provide for the extension of the VRIP scheme to the period 1 November 1983 to 31 October 1984. Included in the amendments were a change in the definition of "base quantity", changes in the base quantities and their applicability to certain licences for the new period, and several new sections that would permit specified exporters to include an incentive price component for gas exported in each month.

Records Retention Project

In 1982, Cabinet established new categories for the length of time the private sector was required to retain records kept pursuant to federal legislation. In 1983 six regulations under the National Energy Board Act and one under the Energy Administration Act were amended accordingly:

- Pipeline Companies Records Preservation Regulations
- Gas Pipeline Uniform Accounting Regulations
- Oil Pipeline Uniform Accounting Regulations
- Gas Pipeline Regulations
- Oil Pipeline Regulations
- National Energy Board Part VI Regulations
- Energy Administration Act Part III Regulations

Transportation Fuel Compensation Recovery Program

In his budget of 19 April 1983, the Honourable Marc Lalonde, Minister of Finance, announced that the Transportation Fuel Compensation Recovery Program would end on 1 May 1983. The following regulations and orders dealing with this program were approved by the Governor in Council late in April.

(i) Under the National Energy Board Act

(a) Export Price (Aviation Fuel) Regulations

These regulations abolished the minimum export price on aviation fuel effective 1 May 1983.

(b) Part VI Regulations

An amendment to these regulations abolished the requirement of an export licence for fuels acquired in Canada for consumption by aircraft and ships engaged in international transportation.

(ii) Under the Energy Administration Act

(a) Marine Transportation Fuel Compensation Recovery Charge Regulations

These regulations implemented Part I.1 of the Energy Administration Act with regard to marine fuel, retroactive to 1 May 1981.

(b) Marine Transportation Fuel Exemption Order

This order exempted specified exports of marine transportation fuel from the transportation fuel compensation recovery charge imposed under Part I.1 of the Energy Administration Act, retroactive to 1 May 1981.

(c) Tariff of Charges for Exported Transportation Fuel Order - Amendment

This amendment abolished the transportation fuel compensation recovery program effective 1 May 1983.

AMENDMENTS TO ENERGY ADMINISTRATION ACT REGULATIONS

The National Energy Board is responsible for administering the provisions of Parts I, I.1, and III of the Energy Administration Act. In addition to the regulations under these sections of the EAA which have already been mentioned above (see Records Retention Project and Transportation Fuel Compensation Recovery Program), the Natural Gas Prices Regulations were amended.

Natural Gas Prices Regulations, 1982

These regulations, which fall under Part III of the Act, were amended a number of times during 1983 to account for, among other things, changes in prices paid for the sale of gas outside its province of production occasioned by changes in the "Alberta Border Price" and costs of transportation approved by the Board.

## 2. OTHER REGULATORY REFORM INITIATIVES

During 1983 the Board undertook several initiatives directly related to regulatory reform. The most important of these follow.

1. In an effort to standardize and simplify its procedures, the Board proposes to replace its existing Rules of Practice and Procedure with new Rules of Procedure. In July the Board issued a draft of these rules for comment.

   The Board is reviewing the comments received from the several parties who responded.

2. The Board is reviewing its procedures for filing applications under Section 44 and Section 49 of the NEB Act with a view toward standardizing and clarifying the information requirements. Section 44 deals with certification of major pipelines and power lines. Section 49 deals with authorizing minor pipeline and electrical facilities.

The Board intends to dispense with the guidelines set out in the Memorandum of Guidance issued in 1963, which relates to the concept of Class A, B, and C types of pipeline construction. It is proposed that the only distinction between the types of applications will be based on the criteria set out in Sections 44 and 49 of the Act.

With respect to applications pursuant to Section 44 of the Act, the Board proposes to amend Parts I and II of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure, for gas and oil pipelines, respectively, to reflect current application practices.

With respect to applications pursuant to Section 49 of the Act, the Board has prepared two new Parts, VIII and IX, of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure, for gas and oil pipelines, respectively, which identify the information required to be filed by an applicant.

A new Part X of the Rules of Practice and Procedure has also been prepared to reflect right-of-way information required to be filed by an applicant for applications pursuant to both Sections 44 and 49 of the Act.

In June the Board invited the comments of pipeline companies under its jurisdiction on a draft of the five parts mentioned above. Comments were received from a number of parties. As a result, in December the Board began meetings with companies to discuss their suggestions.

3. In September the Board held a meeting with pipeline companies under its jurisdiction to discuss a draft document prepared by the Board on its approach to regulating companies under Part IV of the Act (tolls and tariffs). The draft was amended following written submissions from these companies.

In November, the revised draft was sent to all interested parties who had appeared at Board toll and tariff hearings since January 1981. Meetings were held with interested parties in early December to discuss the subject.

4. The Board has proposed the concept of "Early Hearings", to give companies a forum for a preliminary assessment for major projects.

The impetus for this approach arose from a recommendation in the report of Horte Task Force on Pipeline Construction Costs: that sponsors be given the opportunity to have major projects subject to a preliminary assessment by the Board and the Government.

Discussions on the proposal have already been held with Mobil Oil Canada Limited, Polar Gas, and The New Brunswick Electric Power Commission in connection with upcoming major applications to be filed by those bodies.

5. In October the Board sent to pipeline companies under the Board's jurisdiction and other interested parties draft Cost and Toll Information Regulations. These regulations which specify the information to be furnished by companies that construct and operate a pipeline, would replace the existing Toll Information Regulations, as well as the Board's Memorandum of Guidance issued in 1966.

6. The Board has initiated a review of the Oil Pipeline Regulations and the Gas Pipeline Regulations with a view to consolidating the two regulations.

Comments on the regulations were solicited from pipeline companies under the Board's jurisdiction in April. Reponses were being examined as of year end.

7. The Board expects that safety regulations will be required for offshore pipelines. Thus, representatives from the Canadian Standards Association, the Board, the Canadian Oil and Gas Lands Administration (COGLA), and Industry are working jointly on developing these regulations, a first draft of which is expected in the new year.

At the same time staff of the Board and COGLA are involved in ensuring consistency and compatibility between the safety regulations of the two organizations.

8. In February, 1983, the Board proposed amendments to the information required with applications for electrical certificates and licences. This information is currently found in Part III of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure and in the Part VI Regulations.

The comments of parties are being examined.

NATIONAL ENERGY BOARD

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

# REGULATORY AGENDA

This document is also available in French.

Ce document est également publié en français.

**Issue No. 8** **Inside** **1 March 1984**


Preface ..... 1
Functions of the Board ..... 1
Jurisdiction ..... 1
Recent Hearing Reports ..... 1
Hearing Decisions Pending ..... 1
Hearings in Progress ..... 2
Hearings Scheduled ..... 2
Hearing Applications Filed ..... 3
On the Horizon ..... 3
Non-hearing Applications ..... 4
Interim Toll Decisions ..... 4
Appeals ..... 4
Amendments to Rules ..... 4
Amendments to Regulations ..... 4
Toll Adjustment Procedures ..... 5
Regulation of Tolls ..... 6
Extension of Sunset Clauses ..... 6
Offshore Pipeline Regulations ..... 6
Energy Supply and Demand Update ..... 6
Reports and Speeches Available ..... 6
Information Bulletins ..... 6
Instructions for Filing ..... 6


## Preface

This is the eighth issue of the Board's Regulatory Agenda, which is published quarterly.

The purpose of the Agenda is to provide advance notice of forthcoming regulatory actions and information on the status of ongoing proceedings.

## Functions of the Board

The National Energy Board is a court of record. The Board's regulatory responsibilities under the National Energy Board Act encompass mainly the licensing of exports of oil and oil products, natural gas and gas products, and electricity, and the licensing of imports of gas and heavy fuel oil; the certification of interprovincial and international pipelines and international and designated interprovincial power lines; the authorization for pipelines to cross or be crossed by public utilities; the control of the safety of these pipelines; and the regulation of the tolls and tariffs of pipeline companies under federal jurisdiction. In addition, the Board administers certain aspects of the Energy Administration Act and the Northern Pipeline Act.

The Board also advises the Government on matters relating to energy.

## Jurisdiction

Except where otherwise noted, jurisdiction over the items listed in this Regulatory Agenda is exercised pursuant to the National Energy Board Act, R.S.C. 1970, c.N-6. An Office Consolidation of the Act, dated March 1983, is available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, K1A 0S9 (Price: $2.75; other countries $3.30).

## Recent Hearing Reports and Decisions

Since the last edition of the Agenda dated 1 December 1983, the following report has been published by the Board as a result of a public hearing.

1. Gaz Inter-Cité Québec, Inc. (GICQ) – Report dated January 1984, released 1 February 1984. The Board confirmed its decision of 14 July 1983 not to direct TransCanada PipeLines Limited to provide maximum allowable operating pressure at the Sabrevois, Québec meter station for natural gas delivered to Gaz Inter-Cité Québec Inc. (This was the second issue to be dealt with at a hearing held in December 1983. The first issue has not yet been decided on. See item 4 under "Hearing Decisions Pending").

## Hearing Decisions Pending

Decisions are pending on the following matters for which public hearings have already been completed:

1. Hydro-Québec – Application for licences to export power and energy to the New York Power Authority (NYPA), formerly known as the Power Authority of the State of New York (PASNY), and to Ni-

agara Mohawk Power Corporation.
Hearing Order EH-1-83.
Heard in Ottawa from 19 September 1983 to 23 September 1983 and in Montreal from 25 October 1983 to 4 November 1983. The Board's decision is expected to be released in March.

2. Interprovincial Pipe Line Ltd. — Application for new oil pipeline tolls.
Hearing Order RH-3-83.
The hearing was held in Ottawa from 15 November to 30 November 1983. The Board's decision is expected to be released in March.

3. TransCanada PipeLines Limited — Inquiry into an accident on 28 September 1983 at the natural gas purchase meter station, near Liebenthal, Saskatchewan, in which one TransCanada employee was killed and a second injured.
Hearing Order MH-2-83.
The hearing was held in Leader, Saskatchewan, on 6 and 7 December 1983. The Board's report is expected to be released in March.

4. Amendment to gas pipeline Certificate GC-65 — The Board held a hearing on its own initiative to examine the desirability of amending gas pipeline certificate GC-65 held by Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. in the light of circumstances that have changed since the issuance of the certificate.
Hearing Order GH-2-83
The Board dealt with this issue in January at a hearing on this and another issue. Resolution of the other matter is noted in item 1 under "Recent Hearing Reports and Decisions". The Board's decision on GC-65 will follow in due course.

5. Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. — Application for new natural gas pipeline tolls.
Hearing Order RH-4-83.
The hearing was held in Ottawa, from 11 January to 17 February 1984. The Board's decision is expected to be released in April.

**Hearings in Progress or Adjourned**

1. Dome Petroleum Ltd. — Application for a Certificate of Public Convenience and Necessity for facilities to manufacture liquefied natural gas for export to Japan.
Hearing Order GH-1-83
Phase I of the hearing was held as follows:

| | |
|---|---|
| Richmond, B.C. | 17 - 20 Oct. 1983 |
| Prince Rupert, B.C. | 1 - 3 Nov. 1983 |
| Ottawa, Ontario | 16 - 23 Nov. 1983 |

No date has been set for the continuance of the hearing pending receipt of further information in support of the application.

2. Arctic Pilot Project and TransCanada PipeLines Ltd.
Hearing Order GH-3-81.
This hearing was adjourned on 31 August 1982. By letter of 8 June 1983, the Board directed the APP sponsors to submit their views on the future of the proceedings and in particular on whether they should be discontinued. By letter of 17 November the sponsors requested that the present status of the proceedings be maintained. This view and those of interested parties are before the Board.

3. Interprovincial Pipe Line Ltd. — The Township of Flamborough, Ontario, requested a review of a Board decision to permit Interprovincial to locate propane terminal facilities in the Flamborough area. The Board decided to hold a hearing to receive the submissions of interested parties.
Hearing Order MH-1-83.
The hearing commenced in Burlington, Ontario, on 16 August 1983, and on 19 August was adjourned until 28 September 1983. On 28 September the hearing resumed but once again was adjourned, this time to a date to be announced later. This second adjournment followed an action launched by the Township of Flamborough, which sought leave to appeal to the Federal Court of Appeal on the grounds of both the Board's jurisdiction over two aspects of the matter under review and an alleged apprehension of bias by a Member of the Board participating in the hearing. Although the Court subsequently granted leave to appeal, the appeal itself has yet to be heard.

**Hearings Scheduled**

The following public hearings are scheduled to commence on the dates indicated.

1. British Columbia Hydro and Power Authority — Application for three licences to export power and energy to the western United States for a six-year period starting 1 October 1984.
Hearing Order EH-1-84.
Hearing to commence in Vancouver, British Columbia on 26 March 1984.

2. St. Lawrence Power Company
3. Canadian Niagara Power Company
Applications to export electricity to New York State.

Hearing Order EH-2-84.
Hearing to commence in Ottawa on 3 April 1984. The application of St. Lawrence Power will be heard first, followed by the application of Canadian Niagara.

4. TransCanada PipeLines Limited — Application for new tolls on natural gas pipeline systems effective 1 August 1984.
Hearing Order RH-1-84.
Hearing to commence in Ottawa on 16 April 1984.

5. Hydro-Québec — Application for a certificate to construct an international power line and for licences to export power to the New England Power Pool (NEPOOL).
Hearing Order EH-3-84.
Hearing to commence in Montreal, Québec on 15 May 1984.

6. Westcoast Transmission Company Limited — Method of Toll Regulation. At the Board's hearing on Westcoast's 1983 tolls application, the Board announced that it intended to examine the variable cost of service method of regulating the company's tolls in a separate proceeding. The Board has now decided to hold a hearing to examine that issue and certain additional toll matters.
Hearing Order RH-5-83
The hearing was to open in Vancouver on 10 April 1984, but a notice of motion was filed, requesting an adjournment. Argument on the motion was heard in Ottawa on 16 February 1984. The Board decided to postpone the start of the hearing to 25 September 1984.

### Hearing Applications Filed

The following applications have been filed with the Board, but dates have not yet been set for their hearing.

| Applicant | Date of Application | Application |
|---|---|---|
| 1 Foothills | 29 June 79 | Certificate for Dempster Lateral |
| 2 Westcoast Transmission Company Ltd | 20 May 83 | Gas pipeline to Dome LNG facilities |

Applications filed with the Board are available for examination in the Board's Library.

### On the Horizon

On the basis of advance information, it appears probable that the following major matters may be considered by the Board within the next twelve months, most by public hearing.

| Company | Description |
|---|---|
| 1. Westcoast Transmission Company Ltd. | Gas Pipeline to Vancouver Island |
| 2. TransAlta Utilities Corporation | Export of power via B C Hydro's facilities |
| 3. TransCanada PipeLines Ltd. | Gas pipeline facilities |
| 4. Dome Petroleum Ltd. and Westcoast Transmission Company Ltd | Tolls on LNG export facilities and on gas pipeline to Dome LNG plant |
| 5. Polar Gas Ltd | Gas pipeline from Mackenzie Delta, Beaufort Sea and Arctic Islands |
| 6 Mobil Oil Canada Ltd. and Sable Gas Systems Ltd | Gas pipeline from Sable Island and export of natural gas to U.S. |
| 7. The New Brunswick Electric Power Commission | Export of power from proposed Lepreau II nuclear plant |
| 8. Manitoba Hydro | Export of power to Northern States Power |
| 9 Manitoba Hydro | Export of power and construction of international power line to the Dakotas and Nebraska |
| 10 Trans-Northern Pipeline Inc | Tolls |
| 11. Westcoast Transmission Company Ltd | Tolls |
| 12. Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd | Tolls |
| 13 Alberta Natural Gas Company Ltd | Tolls |
| 14 Trans Mountain Pipe Line Ltd | Tolls |
| 15 TransCanada PipeLine Ltd | Hearing on cost allocation, toll design, and zoning issues |

**Non-Hearing Applications**

The Board has before it a number of applications that do not require public hearings. They include applications for orders to authorize minor additions to pipeline systems, orders to amend export licences or certificates, orders to authorize toll adjustments, and licences and orders for the export of oil.

**Interim Toll Decisions**

The following interim toll orders were approved by the Board.

1. Order No. TOI-1-83 — Trans-Northern Pipelines Inc. In compliance with a direction from the Board in October 1983, Trans-Northern applied for a 5 percent decrease in its tolls effective 1 December 1983. The Board decided at the end of November to issue an interim toll order providing for an 8 percent decrease effective that date. A final decision is delayed until, among other things, resolution of Trans-Northern's related Class "B" and Class "C" construction applications.

2. Order No. TOI-2-83 — Interprovincial Pipe Line Limited (IPL). In September, IPL filed an application for new tolls effective 1 January 1984. This application was heard by public hearing in November 1983. As the Board was of the view that some revision of IPL's tolls might be warranted, but that its decision would not be issued before 1 January 1984, the Board issued an interim toll order continuing IPL's current tolls until the decision is rendered.

**Appeals**

1. Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM)-TQM has applied to the Federal Court of Appeal for leave to appeal (a) a decision of the Board made on 29 August 1983 not to review the decision it rendered on TQM tolls in May 1983 (Orders TG-2-83 and TG-3-83; Reasons for Decision dated June 1983) and (b) the May 1983 decision itself. This appeal is being made under Section 18 of the NEB Act. TQM has also applied under Section 28 of the Federal Court Act to set aside the Board's August 1983 decision. In addition, TQM has requested, pursuant to Rules of the Court 1301(3) and 1402, that the Board make available to the Court copies of its internal memoranda and staff papers in connection with both the tolls application and the review application. The Board has declined to provide this information since it does not form part of the record on which the Board's decisions are based, and TQM has sought a direction from the Court in this regard.

2. Interprovincial Pipe Line Ltd. — Location of propane terminal facilities in Flamborough, Ontario See item 3 under "Hearings in Progress".

**Amendments to Rules of Practice and Procedure**

The National Energy Board is considering a major revision of its Rules of Practice and Procedure with a view to standardizing and simplifying basic procedural requirements. A draft of the Rules was distributed for public comment with a letter dated 7 July 1983. Because of the large number and wide variety of comments received, it now appears probable that a second draft will be distributed for comment in late spring before the new rules are finalized.

In addition, the Board is reviewing Parts of the Schedule to the Rules, which list the information required in applications for authorization of pipeline facilities as follows:

| Part | New or Revised | Instrument Applied For | Section of Act | Type of Pipeline |
|---|---|---|---|---|
| I | Revised | Certificate | 44 | Gas |
| II | Revised | Certificate | 44 | Oil |
| VIII | New | Order | 49 | Gas |
| IX | New | Order | 49 | Oil |
| X | New | Certificate or Order | 44 or 49 | Gas or Oil |

Comments by interested parties on these revised requirements have been received and are under review.

By letter dated 3 January 1984 the Board issued its requirements for plans, profiles, and books of reference for power lines under its jurisdiction. This action arises from subsection 41 of the National Energy Board Act, which extends to international power lines the requirement for the filing of plans, profiles and books of reference.

**Amendments to Regulations**

Amendments to the Board's regulations, completed or in various stages of preparation, include the following:

1. Oil Pipeline Regulations and Gas Pipeline Regulations — A review of these two sets of regulations has been initiated and, by letter dated 7 April 1983, industry was invited to submit comments. The comments are under review. A new draft is to be circulated in April 1984.

2. Construction Cost and Toll Reporting Regulations — Information to be furnished by companies that construct and operate a pipeline. The revised

regulations, to replace the Toll Information Regulations which came into effect on 9 April 1979, as well as the Board's Memorandum of Guidance of 21 October 1966, have been drafted By letter of 28 October 1983, they have been sent to pipeline companies under the Board's jurisdiction and to other interested parties for comments. By letter of 3 February 1984 the date for receipt of comments was extended to 30 April 1984.

3. Part VI Regulations

(a) Amendments to Section 6 concerning the information required in an application for a licence to export electricity. Comments by interested parties have been received and are under review.

(b) Amendment to Section 17 to give the Board the power to authorize its auditors or other authorized persons to enter premises and inspect records or equipment relating to the import of oil into Canada. Approved by the Governor in Council on 22 December 1983 by Order in Council P.C. 1983-4057.

(c) Amendments to Sections 24 to 34, inclusive, to provide for the authorization of oil exports by order instead of licence, where oil is to be exported and subsequently imported or where oil is to be exported pursuant to an exchange. Approved by the Governor in Council on 22 December 1983 by Order in Council P.C. 1983-4057.

(d) Amendment to Section 26(2)(1) of the Regulations to provide for an export charge on asphalt. Approved by the Governor in Council on 22 December 1983, by Order in Council P.C. 1983-4063.

4. Gas Export Prices Regulations — Amendment to permit TransCanada PipeLines Limited to price gas exported under Licence GL-38 to ANR Pipeline Company in accordance with the Volume-Related Incentive Pricing Program. The amendment would also provide for two separate groupings of Trans Canada's export customers under Licence GL-20 and GL-37 to reflect differing contractual arrangements. Approved by the Governor in Council on 26 January 1984 by Order in Council P.C. 1984-225.

5. EAA Natural Gas Prices Regulations, 1981

(a) Amendment to paragraphs 3(c) and 3(d) resulting from the decrease in tolls authorized for ICG Transmission Holdings Ltd., under Order TG-3-83. The amendments provide for reductions in the Company's monthly demand charges for natural gas transported by ICG for export Licences GL-28, GL-29, and GL-30. Approved by the Governor in Council on 30 November 1983 by Order in Council P.C. 1983-3737.

(b) Amendment to paragraph 3(z) of the Regulations to prescribe the price of natural gas sold by TransCanada PipeLines Limited to Consolidated Natural Gas Limited near Burstall, Saskatchewan for fuel, line pack, and other uses. Approved by the Governor in Council on 26 January 1984 by Order in Council P.C. 1984-310.

(c) Amendment to the Regulations to reflect the following:

- an increase in the Alberta Border Price to 279.001 cents per gigajoule on 1 February 1984.
- a change in the tolls to be charged by Trans Canada PipeLines Limited for AOI service as a result of the 1 February 1984 increase in the Alberta Border Price and the reduction in the Natural Gas and Gas Liquids Tax to zero.
- prescribed AOI service rates in developmental areas in the Eastern zone.

Approved by the Governor in Council on 26 January 1984 by Order in Council P.C 1984-226.

6. EAA Part I Regulations

(a) Amendment to Sections 3(1)(c) and (d) to provide for, among other things, an export charge on asphalt. Approved by the Governor in Council on 22 December 1983 by Order in Council P.C. 1983-4063.

(b) Amendment to Sections 9 to 12 inclusive to modify the method of calculating the share of the revenues from crude oil export charges that is to be paid to producing provinces, and to provide for a two-year limitation on the making of adjustments to past payments.

**Toll Adjustment Procedures**

On 17 August 1982 a draft order to establish non-hearing procedures for routine toll adjustment applications by certain oil pipeline companies was sent to interested parties for review and comment. Comments

were received in October 1982. A revision of these procedures has been deferred pending a complete revision of the Board's existing Rules of Practice and Procedure. In the meantime, the toll adjustment procedures detailed in Board Orders TO-3-80 and TO-4-80 are being followed by Interprovincial Pipe Line Ltd., Cochin Pipe Lines Ltd., Trans Mountain Pipe Line Ltd. and Trans-Northern Pipelines Inc.

**Guidelines for Regulation of Tolls and Tariffs**

In September a meeting was held with the pipeline industry and the Canadian Petroleum Association, at which the Board invited comments on a draft document "Regulation of Tolls and Tariffs Under Part IV of the NEB Act".

As a result of the comments received on that draft a revised draft was sent out to all interested parties in toll cases. The Board revised the Guidelines on the basis of comments received and has now issued the final document.

The Guidelines are written to inform and guide parties in the regulation of tolls and tariffs under Part IV of the NEB Act.

**Extension of Sunset Clauses in Gas Licences**

In early 1983, the Board issued a number of new gas export licences containing a "sunset" clause requiring the exporter to furnish proof that regulatory approvals in the United States had been obtained by 31 January 1984 for the import of the gas. In January 1984 the Board extended this sunset provision by, in most cases, one year, with some companies restricted to shorter periods, at their request.

**Offshore Pipeline Regulations**

A Task Force with representatives from the Canadian Standards Association, the National Energy Board, the Canada Oil and Gas Lands Administration and industry has been established to draft standards for future Canadian offshore pipelines. An initial draft is expected to be issued to interested parties for comments in the spring of 1984.

**NEB Update of Energy Supply and Demand, 1983 to 2005**

On 17 October 1983 the Board announced that an updated forecast of Canadian energy supply and demand to 2005 would be undertaken by Board staff. The results of the update are expected to be published early this summer. Parties that may be interested in participating were invited by letter to submit by mid-January 1984, their assessment of future energy supply and demand developments and their views on the factors that could affect the results. A total of 50 submissions have been received to date. They may be viewed in the NEB Library in Ottawa and at the NEB Calgary Office.

**Reports and Speeches Available**

1. Workshop on Benefit-Cost Analysis in Energy Economics — Proceedings of a seminar jointly sponsored by the Canadian Energy Research Institute and the National Energy Board in June 1983. Published February 1984.

2. "Response to the Recommendations Contained in the Task Force Report on Pipeline Construction Costs" — A paper prepared by the National Energy Board in November 1983 following a review of the recommendations contained in the Horte Task Force Report released in September 1983. This document details the Board's comments on each of the recommendations made by the Task Force.

3. "Considerations Governing the Export of Canadian Natural Gas", a speech by C. Geoffrey Edge, Chairman of the National Energy Board to a Conference sponsored by Platt's Oilgram News, in Vancouver B.C., 13 December 1983.

**Information Bulletins**

In September 1983, the Board commenced the issue of a series of information bulletins. Since publication of the last Regulatory Agenda on 1 December 1983, the Board has issued the following two bulletins:

1. "Information Bulletin 4: How to Intervene". This bulletin describes how to participate in the Board's hearing process. January 1984.

2. "Information Bulletin 5: The Board's Publications" This bulletin describes the various publications issued by the Board and how they may be obtained. February 1984.

**Instructions for Filing**

All correspondence with the Board should be addressed to the Secretary, National Energy Board, 473 Albert Street, Ottawa, K1A 0E5 (Telex: (NEB OTT) 053-3791; Telecopier: (613) 992-0129).

Appendix I lists the number of copies required for different types of applications.

If you are not already on the Board's mailing lists and wish to be on, please write to the Secretary of the Board providing your mailing address and the type of material you would be interested in receiving. (The Board's publications and mailing lists are discussed in Information Bulletin No. 5)

For those already on the Board's mailing lists, please provide notification of any change of address. Please also inform the Secretary if you obtain or change your telex or telecopy facilities or numbers.

NATIONAL ENERGY BOARD

for G. Yorke Slader
Secretary

For information,
please contact: Ann Sicotte, Chief
Information Services
(613) 593-6936

## APPENDIX I

## INSTRUCTIONS FOR FILINGS WITH THE NATIONAL ENERGY BOARD

Applicants are requested to provide the following number of copies of their applications or other filings to the National Energy Board. For matters not listed below, one copy is sufficient. This supersedes the instructions given in the Regulatory Agenda of December 1982.

| Type of Application or Filing | No. of Copies |
|---|---|
| **(a) Hearing Matters** | |
| Certificates | |
| — pipeline | 35 |
| — power line | 35 |
| Export Licences | |
| — natural gas | 35 |
| — oil (long-term) | 30 |
| — electricity | 30 |
| Tolls | 35 |
| Land Acquisition | 15 |
| **(b) Non-Hearing Matters** | |
| (i) **Natural Gas: Exports and Pricing** | |
| Orders | 25 |
| Licence Amendments | 15 |
| Amendments to Contracts | 10 |
| Changes in Approved or Prescribed Prices | 10 |
| Licence Revocations | 15 |
| (ii) **Electricity Exports** | |
| Orders | 15 |
| Licence Amendments | 10 |
| Licence Revocations | 10 |

| Type of Application or Filing | No. of Copies |
|---|---|
| **(b) Non-Hearing Matters** (cont'd) | |
| (iii) **Tolls** | |
| Class I and II Adjustments | 20 |
| Interim Orders | 20 |
| Operating and Maintenance Budgets | 20 |
| Changes in Depreciation Rates | 20 |
| Quarterly Surveillance Reports | 20 |
| New or Changed Tariffs | 20 |
| Domestic Gas Sales Contracts and Amendments | 10 |
| Amendments to Tariff Orders | 20 |
| (iv) **Pipelines and Power Lines** | |
| Exemption Orders Power Lines | 15 |
| Exemption Orders Pipelines (Class B and C) | 20 |
| Certificate Amendments | 20 |
| Certificate Revocations | 20 |
| Leaves to Sell or Transfer | 20 |
| Incident Reports | 6 |
| (v) **Other** | |
| Applications for Review | 30 |

The number of copies of interventions or submissions to be provided in response to applications will be specified in the applicable hearing order. Private individuals who would find the provision of multiple copies an undue financial burden may file one copy, with a request to be excused from multiple filing.

All correspondence with the Board should be addressed to the Secretary, National Energy Board, 473 Albert Street, Ottawa, K1A 0E5. (Telex: (NEB OTT) 053-3791; Telecopier: (613) 992-0129).

# NEWS RELEASE

NATIONAL ENERGY BOARD, OTTAWA, CANADA

83/66
FOR IMMEDIATE RELEASE
September 26, 1983

**NEB COMMENTS ON THE REPORT OF THE HORTE TASK FORCE**

Ottawa - The National Energy Board today expressed strong support for the broad thrust of the Horte Task Force report, released last Thursday, on means of moderating the recent rapid escalation of pipeline construction costs.

The Board's comments reflect its special interest in the Task Force, which was established in December, 1982, by Energy Minister Jean Chrétien under the direction of V. L. Horte to consider ways of resolving the problems identified in an NEB staff study published the previous June on past and prospective pipeline building costs between 1975 and 1985.

Chairman C. Geoffrey Edge said that a preliminary review of the Task Force report by the Board indicated the recommendations provided a highly constructive basis for eliminating or minimizing the cost pressures confronting the industry. Mr. Edge added that the Board already is improving its regulatory processes and will implement immediately many of Mr. Horte's other recommendations. The question of incentive schemes and preliminary assessment of applications are complex and require further study, but the Board is confident that the end sought in the report will be attained.

The report submitted by Mr. Horte identified five major causes responsible for the sharp escalation of pipeline

Canada

construction costs in recent years. These are: delays in the commencement of construction; delays encountered during construction; constraints imposed on capital and human resources during periods of extensive pipeline construction; contractor-labour problems; and inadequate incentives for pipeline owners and contractors to control costs.

Following are observations by the Board on certain of the Report's findings and recommendations involving NEB responsibilities.

Delays in Commencement of Construction

The Task Force found that some delays in securing regulatory approval of pipeline projects resulted from the failure of their sponsors to provide adequate information on a timely basis or to make reasonable allowance for the completion of the regulatory process.

But the report also expressed considerable concern - which the Board has long shared - over the undue delays that can be caused by the overlapping and duplication of regulatory requirements among and between federal, provincial, territorial and local governments, together with the heavy cost that may result from the necessity of providing a substantial volume of information to several different regulatory bodies. "As reflected in the Board's submission of 7 September 1982 to the Special Senate Committee on the Northern Pipeline, Frontier Transportation, the Board has been concerned for some time about the delays and costs imposed on companies by the overlapping of jurisdictional requirements. The Board welcomes any proposals aimed at minimizing this burden," Mr. Edge observed.

The Board noted with particular interest the conclusion of the Task Force that the Environmental Assessment and Review Process (EARP) should not be invoked in the case of pipeline projects subject to regulatory approval by the NEB. "Environmental

and socio-economic concerns can be fully addressed by the NEB under its present legislative mandate, particularly when co-ordinated with DIAND (Department of Indian and Northern Affairs) and the territorial governments," the report stated. "Use of the EARP process on NEB regulated projects is an unnecessary duplication which leads to unnecessary cost."

As noted by the Task Force, the Board has already launched steps designed to simplify, clarify and otherwise streamline its own regulatory processes:

- On April 7 of this year, the Board invited interested parties to submit comments on existing technical oil and gas regulations relating to the safety and design of pipelines. After consideration of these comments, the Board will be issuing revisions to these regulations.

- On June 8, the Board invited public comment on proposed revisions to the information requirements for applications submitted under Part III of the National Energy Board Act. The Board is reviewing these comments prior to finalizing these information requirements.

- On July 7, the Board issued draft Rules of Procedure for public comment. The draft Rules involve a complete revision of the Board's Rules of Practice and Procedure. The deadline for public comment is September 30, 1983.

Delays Encountered During Construction

While the report singled out labour disruptions as one significant cause of delays during construction, it also laid some blame on conflicts and confusion between supervisors and inspectors acting on behalf of the pipeline owner, and inspectors representing the NEB and other federal and provincial agencies.

The Board is sensitive to these concerns and, for the most part, has confined its field inspection role to auditing performance so as to ensure that it is in compliance with the relevant terms and conditions - as urged by the Task Force. In certain circumstances, however, for example when construction is entering a particularly critical phase, more active surveillance by NEB inspectors is unavoidable. But contrary to the allegation made in the report, the Board is satisfied that the record demonstrates its capacity to deal quickly with critical, unforeseen construction problems that arise in the field from time to time.

Controlling Pipeline Costs

In addition to other measures, the Task Force recommended that the Board take special steps aimed both at facilitating the ability of pipeline companies to avoid unnecessarily burdensome expenditures during the project application stage and inducing them to hold down construction costs.

More particularly, the report proposed that:

- the National Energy Board Act be amended to permit the NEB and the Governor in Council to make a preliminary determination as to whether a proposed pipeline project appeared feasible on the basis of much more limited information than would be required for a full hearing of all relevant issues;

- only interim or conditional approval be given for major projects based on initial cost estimates, with final certification being made dependent on the Board's determination as to the continuing viability of the project based on final design cost estimates;

- an incentive scheme be established under which the financial return from a project be determined by the relationship between actual costs and the estimated costs submitted by the sponsor and approved by the Board.

The Board recognizes that in certain circumstances applicants need to know at an early stage whether there are any overriding obstacles which would prevent a project from proceeding. Indeed, the Board has already taken steps in this direction by providing for phased hearings under certain circumstances. In such cases, the consideration of successive aspects of a project is pursued only if no overriding obstacles come to light in prior phases. The Board is, however, of the view that Mr. Horte's proposal raises fundamental legal and fairness issues. The Board has these issues under intensive review. Although Mr. Horte recommends a change in the National Energy Board Act, this may not be necessary to achieve a similar result.

As to the second proposal regarding interim or conditional approval of projects, the Board intends in appropriate circumstances to continue to utilize its existing authority to issue, with the concurrence of the Governor in Council, certificates of public convenience and necessity, conditional upon the project sponsors submitting estimates of final costs which the Board finds reasonable.

The Board also supports the concept of incentive schemes, one of which was adopted in the case of the prebuilt portions of the Alaska Highway Natural Gas Pipeline. The Board would welcome suggestions from industry and other sources on this subject.

Other Findings

In its report, the Task Force suggested that a new process known as 'high impact welding', which involves the use of explosives to fuse pipe joints together, had the potential to bring about a significant reduction in pipeline construction costs. The Board concurs in this assessment and stands ready to consider specific proposals for testing the physical and economic feasibility of this new technology.

The Board does not concur with the finding of the report that federal authorities had to bear some share of the responsibility for extensive delays and substantial cost increases experienced on the Trans Québec and Maritimes Pipeline Project. In the Board's judgment, the hearing process leading to approval of the certificate for the undertaking was conducted as expeditiously as reasonably possible in light of the complexity of the issues involved and the extensive number of parties that intervened in the case.

Conclusion

In summary, the Board strongly endorses the broad conclusions of the Horte Report. The Board is presently reviewing its role and responsibilities in moderating pipeline construction costs.

OFFICE OF THE CHAIRMAN

BUREAU DU PRESIDENT

NATIONAL ENERGY BOARD
OFFICE NATIONAL DE L'ENERGIE

Our File: 1067-35

3 November 1983

The Honorable Jean Chrétien, P.C., M.P.,
Minister of Energy, Mines and Resources,
580 Booth Street
21st Floor,
Ottawa, Ontario.
K1A 0E4

Dear Mr. Chrétien:

RE: HORTE REPORT RECOMMENDATIONS

Further to your letter dated 22 September 1983, the Board has reviewed the many recommendations contained in the Horte Task Force Report and more particularly those which relate to the Board's jurisdiction. I have enclosed a paper which details the Board's comments on each of the recommendations made by the Task Force. Note that the Board has already responded to the Horte Report recommendation for preliminary assessment in a separate letter to you dated 2 November 1983.

Yours sincerely,

C. Geoffrey Edge

Attach.

c.c. Mr. P. Tellier
Mr. E. Goldenberg

OTTAWA K1A 0E5

Canada

NATIONAL ENERGY BOARD

# RESPONSE TO THE RECOMMENDATIONS CONTAINED IN THE TASK FORCE REPORT ON PIPELINE CONSTRUCTION COSTS

NOVEMBER 1983

**National Energy Board**
**Response to the Recommendations Contained in the Task Force Report on Pipeline Construction Costs**

A. DELAYS IN PROJECT TIMING

1. Early Filing of Applications
2. Investigation of NEB Rules of Practice and Procedure and Regulations
3. Pre-Application Discussions between Proponents and Senior NEB Staff
4. Increased Use of Pre-Hearing and Intra-Hearing Conferences
5. Northern Pipeline Agency
6. EARP/NEB Duplication
7. Applicant's Early Contacts with Provincial and Territorial Governments
8. Provincial and Territorial Single-Window Co-Ordination Agencies
9. Intervention of Territorial Governments in the NEB Process
10. NEB/COGLA Jurisdictions

B. DELAYS DURING CONSTRUCTION

1. Company's Responsibility for Construction Quality Inspection
2. NEB Role in Field Inspection

C. AVAILABILITY OF CONSTRUCTION RESOURCES

D. CONTRACTOR-LABOR PROBLEMS

E. COST CONTROL - PIPELINE COMPANIES

1. Incentive Concept for Construction Cost Control

2. Interim Decision and Approval of Second Cost Estimate

3. Greater Use of Reimbursable Construction Contracts

4. Canadian Content and Competition from Foreign Suppliers

5. Preliminary Assessment

F. OTHER FINDINGS

1. TQM Cost Overruns

2. Technological Advances

Appendix A - Part III Related Activities

Appendix B - Letter from Mr. G. Yorke Slader to Mr. Raymond M. Robinson, dated 6 May 1983.

Appendix C - Letter from Mr. C.G. Edge to Mr. J. Gérin, dated 22 July 1983.

Appendix D - Letter from Mr. C.G. Edge to the Minister of Energy, Mines and Resources, dated 2 November 1983.

## A. DELAYS IN PROJECT TIMING

### A.1 Early Filing of Applications

Task Force Recommendation

"Owners should file applications with the NEB in sufficient time to allow for completion of the approval process so that planned construction start dates can be achieved." (page 8) ... "With respect to routine expansions of existing systems, the Task Force believes that delays often result from the desire of the owner and the regulator to match the facility additions too precisely with anticipated throughput. The tendency is to delay applications and approvals until anticipated demands are contractually finalized. The benefit of this precision must be weighed against the cost occasioned as a result of potential construction delays. Any minor excess capacity resulting from less precision is in any event likely to be temporary." (page 25)... "To avoid delays in the filing and approval of applications for routine facilities additions required for normal market growth, applications should be submitted and approved on a timely basis, despite a possible lack of contractual commitment for the full anticipated growth in demand." (page 28)

Views of the Board

The Board agrees that owners should file applications in sufficient time to allow for completion of the approval process so that planned construction start dates can be achieved. With respect to applications for routine facilities additions required for normal market growth, the Board's policy is that information on market demand forecasted by the proponent must be provided and reviewed. It is not the Board's policy to require that the anticipated growth be fully subject to contract.

## A.2 Investigation of NEB Rules of Practice and Procedure and Regulations

### Task Force Recommendation

"A thorough and critical investigation should be made into the scope of information currently required for facilities applications as well as into the suitability of the current NEB Oil and Gas Pipeline Regulations. The Task Force is pleased to report that by letter dated April 7, 1983, the Board invited all pipeline companies under its jurisdiction to submit written comments on the current regulations as well as the Board's current Rules of Practice and Procedure relating to Sections 44 and 49 of the National Energy Board Act. The Task Force recommends that industry give thoughtful and considered responses to this request. Following receipt of such written responses, meetings should be held between the Board, Board staff and representatives of industry as well as any other interested parties. The purpose would be to facilitate a full exchange of ideas and provide workable solutions respecting both the scope of information required for facilities applications as well as the nature and extent of revisions which should be made to the Board's Oil and Gas Pipeline Regulations." (page 8)

### Views of the Board

The Board agrees that its information and other requirements must be reviewed from time to time to ensure that they are appropriate in all circumstances. To that end, various activities relating to regulatory requirements under Part III of the NEB Act have been initiated by the Board. A status report on these activities is attached as Appendix A.

## A.3 Pre-Application Discussions between Proponents and Senior NEB Staff

### Task Force Recommendation

"Senior NEB staff should be made available to project proponents to discuss prospective or draft applications prior to filing to ensure, so far as is possible, that when filed, applications will be reasonably complete, deficiency free, and suitable for public review. Industry should be encouraged to avail itself of such advice and expertise, particularly when filing major facilities applications." (page 8)

### Views of the Board

The Board accepts that guidance from senior NEB staff before the filing of an application does assist companies in filing complete applications. This has been the Board's practice and Board staff will continue to give guidance with respect to the nature and timing of the Board's process as well as the kinds of information required at each stage of the process. The specific content of an application, however, is the responsibility of the applicant.

## A.4 Increased Use of Pre-Hearing and Intra-Hearing Conferences

### Task Force Recommendation

The Task Force Report notes the Board's use of pre-hearing conferences to resolve procedural matters and goes on to recommend the following:

"While these conferences have been helpful and should be continued, the Task Force believes that the scope of pre-hearing conferences should be expanded to provide an opportunity for the applicant and intervenors to meet with Board counsel or other senior Board staff prior to the hearing in order to help formulate and simplify the issues which arise from the application; explain the content of the application and written submissions for the benefit of interested parties; explore for and reach agreement, where possible, on material facts; and generally initiate all reasonable steps necessary to promote maximum efficiency in the hearing process, consistent with the rights of participants.

The Task Force also believes that the hearing process would be expedited if a regulatory timetable were thoroughly discussed and firmly established as an item of high priority during the pre-hearing conference. The Board and all parties to the hearing should be clearly committed to the timetable and should adhere to it as rigorously as possible.

During the hearing process itself, when difficulties arise in highly technical areas, the Task Force believes that there would be merit in convening a technical conference to enable the parties to informally explore the particular area of evidence with a view to reaching a better understanding of the issues and the evidence to be presented. Such procedure could lead to greater efficiency through less, and relatively more informed cross-examination, resulting in a reduction in the time required to complete the hearing." (pages 55 and 56)

### Views of the Board

The Board is pleased that the Task Force Report recognizes the value of pre-hearing conferences to resolve procedural matters connected with public hearings. The Board intends to continue its use of these conferences. The Board notes the suggestion that conferences also be used to resolve substantive technical issues. The Board intends to explore with parties in an appropriate case the possibility of using technical conferences as suggested by the Task Force Report.

## A.5 Northern Pipeline Agency

### Task Force Recommendation

"No further special agencies such as the NPA should be created. Regulatory experience and expertise is available through the NEB and it is clearly in the public interest to utilize developed expertise to the greatest extent possible." (page 9)

### Views of the Board

The Board agrees with the Task Force finding that regulatory experience and expertise are built over time, and result in increased regulatory efficiency. This regulatory experience and expertise is available through the NEB. As it indicated in its submission of September, 1982, to the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline, the Board recognizes an important contribution could be made by appointing a federal officer, backed by the necessary ministerial authority, to expedite and facilitate the implementation of complex major projects by coordinating the activities of all federal agencies involved and cooperating closely with provincial and territorial authorities.

## A.6 EARP/NEB Duplication

### Task Force Recommendation

"The FEARO-administered EARP process should not be invoked in respect of pipeline facilities over which the NEB has certification and regulatory jurisdiction. Environmental and socio-economic concerns can be fully addressed by the NEB under its present legislative mandate, particularly when co-ordinated with DIAND and the territorial governments. Use of the EARP process on NEB regulated projects is an unnecessary duplication which leads to unnecessary cost." (page 9)

### Views of the Board

The Board agrees that under the present framework, there exists the possibility for some unnecessary overlap and duplication in subject matters considered by the Board and by EARP. Such overlap could result in increased cost, unnecessary delay, uncertainty as to the regulatory process, and the frustration of important energy projects. The Board has discussed ways of eliminating unnecessary overlap and duplication with both the Federal Environmental Assessment Review Office and the Department of the Environment. In that regard see the attached letters from Mr. G. Yorke Slader to Mr. Raymond M. Robinson, dated 6 May 1983 (Appendix B), and from Mr. C.G. Edge to Mr. J. Gérin, dated 22 July 1983 (Appendix C). The Board notes, however, that there is merit in the Task Force Report's observations questioning the need for two separate processes when there exists one forum in which all aspects of a particular project can be, and are, reviewed through the public hearing process.

## A.7 Applicant's Early Contacts with Provincial and Territorial Governments

### Task Force Recommendation

"Pipeline project sponsors should be encouraged to make early contact with provincial and territorial governments to identify and meet all applicable provincial requirements in advance of NEB hearings, to the greatest extent feasible. When a project sponsor can demonstrate that all necessary provincial approvals and requirements are in hand, the NEB process can go forward with a minimum of uncertainty, and a greater degree of speed and efficiency. The TQM project serves as an example of the delay and cost which can arise from the failure to identify and meet provincial legislative and regulatory requirements prior to embarking upon the NEB hearing process." (page 9)

### Views of the Board

The Board agrees with the Task Force that early contacts with provincial and territorial governments could result in substantial time and cost savings in the construction of pipelines.

In the case of the TQM project, the Board initially certificated a pipeline which followed a given route. Following the issuance of the Certificate of Public Convenience and Necessity, it was nearly a year before TQM sponsors came back to the Board with a revised route which met provincial requirements. It must be said, however, that the Quebec government's routing requirements were just coming into effect at the time of the original "Gas East" hearing.

## A.8 Provincial and Territorial Single-Window Co-Ordination Agencies

### Task Force Recommendation

"Provincial and territorial governments which have not already done so should be encouraged to develop single-window co-ordinating agencies to assist proponents of federally regulated pipeline projects in obtaining necessary provincial approvals. They should also be encouraged to discuss federal projects in the pre-application and pre-hearing stages with NEB staff to ensure that their concerns are taken into account and dealt with satisfactorily as early as possible in the total process. Where necessary, provinces should be encouraged to participate as intervenors in the NEB process to bring provincial priorities and objectives to the attention of the regulatory authority so as to have them considered in the decision making process." (page 9)

### Views of the Board

The Board agrees with the Task Force that provincial and territorial governments which have not already done so should be encouraged to develop single window coordinating agencies. This would minimize the occurrence of situations such as that experienced on the TQM project (as detailed in item A.7 shown on the previous page).

The Board accepts that National Energy Board, provincial, and territorial regulatory processes should be coordinated and that appropriate channels of communication are required for this purpose. The Board intends, therefore, to review existing channels of communication to determine their adequacy. The Board agrees with the Task Force that, where there are concerns of substance, the province or territory should intervene in the National Energy Board proceeding to ensure that these concerns are taken into account.

## A.9 Intervention of Territorial Governments in the NEB Process

### Task Force Recommendation

**"The territorial governments should be encouraged to appear as intervenors in the NEB process to bring forward environmental and socio-economic concerns and thereby assist the NEB to identify and protect the interests of northern Canadians." (page 9)**

### Views of the Board

**The Board fully agrees with this recommendation.**

## A.10 NEB/COGLA Jurisdictions

### Task Force Recommendation

"In order to avoid potential jurisdictional overlaps between the NEB and COGLA:

- The NEB should retain its present certification and regulatory jurisdiction over pipelines south of 60°, including transmission facilities extending offshore to the field gate.
- The NEB should retain its present certification and regulatory jurisdiction over pipelines extending from a province or provinces north of 60° upstream to the field gate.
- All requisite statutory amendments should be made to give the NEB certification and regulatory jurisdiction over intra-territorial transmission facilities downstream of the field gate.
- All requisite statutory amendments should be made to eliminate the certification and regulatory jurisdiction delegated to COGLA by the Ministers of EMR and DIAND over intra-territorial transmission facilities downstream of the field gate.
- A clear and workable definition of "field gate" should be inserted into all applicable federal legislation in such a way as to clarify the point on the system at which the COGLA regulated field facilities terminate and the NEB regulated transmission facilities commence." (pages 9 and 10)

### Views of the Board

The Board notes this recommendation and is prepared to exercise jurisdiction over intra-territorial transmission facilities downstream of the field gate if the NEB Act is amended to provide for this.

The identification of the "field gate" depends on the layout of the facilities in each case. The Board will discuss each case with COGLA in arriving at the appropriate jurisdictional boundary.

The Board and COGLA each has its respective Safety Regulations. There are cases, however, when major projects will cross the jurisdictional boundaries between the NEB and COGLA and the companies involved will, therefore, have to comply with two sets of technical requirements. NEB and COGLA staff are working towards ensuring technical and regulatory consistency between those regulations.

## B. DELAYS DURING CONSTRUCTION

### B.1 Company's Responsibility for Construction Quality Inspection

**Task Force Recommendation**

"The primary responsibility for construction quality inspection should be clearly recognized as the responsibilty of the pipeline companies. Inspectors' training should be improved, emphasis should be on the use of experienced personnel, and greater authority should be given to field inspectors. Pre-construction meetings between the parties involved in inspection and quality auditing, including the contractor, should be held to define authority and establish better liaison between inspectors." (page 10)

**Views of the Board**

The Board has always recognized that the pipeline companies have the primary responsibility for construction quality inspection. The NEB Act does not, as is recognized in another Task Force recommendation (see recommendation no. B.2, next page), grant NEB field inspection staff authority to play an active role in day-to-day construction decisions. As envisioned by the Task Force, the role of NEB field inspection staff is, and always has been, only to monitor construction and report to senior NEB staff and the Board's Pipeline Panel. The Board, however, will not hesitate to intervene directly in the construction of a pipeline if a company fails to construct according to authorized procedures.

The Board agrees with the recommendation relating to pre-construction meetings. The Board encourages attendance by Board staff at owner-contractor pre-construction meetings when invited.

## B.2 NEB Role in Field Inspection

### Task Force Recommendation

"The NEB should confine its field inspection to a quality audit role. Steps should be taken to expedite communication between NEB field inspectors and senior Board staff to ensure that construction delays are not caused through the inability of the NEB to react quickly to changes in construction originating from field conditions. As the primary regulatory authority on site, all other governmental inspection should be co-ordinated through the NEB inspection staff to provide a single-window for owners and contractors, thus reducing confusion, delay and project cost." (pages 10 and 11)

### Views of the Board

The Board normally confines its field inspection to a quality audit role, as evidenced by the limited number of inspectors present at major construction sites. The Board, however, will not hesitate to intervene directly in the construction of a pipeline if a company fails to construct according to authorized procedures. To that end, NEB field inspectors can, after consultation with senior NEB staff, issue a non-compliance report to the most senior on-site company representative. The issuance of a non-compliance report formally records an activity which does not conform to the applicable codes, standards, regulations, orders, certificate conditions, or hearing undertakings, following earlier unsuccessful attempts to solve the non-compliance informally with a company's field representative. The Board is also empowered to stop construction, but such a measure is used as a last resort.

With respect to communication between NEB field inspectors and senior Board staff, the Board strongly believes that its past record demonstrates its ability to respond quickly to urgent matters. Although the Board's Pipeline Panel, which makes decisions on construction matters, normally meets only once a week, special meetings of the Panel are held at any time when urgent situations warrant.

The Board fully agrees with the recommendation that it should play a coordination role in field inspection to provide a single-window for owners and contractors. However, cooperation will be required from other inspection bodies.

## C. AVAILABILITY OF CONSTRUCTION RESOURCES

### Task Force Recommendation

"Construction cost can increase dramatically when strains occur on the availability of qualified contractors, skilled labor, equipment, and material supplies. A short construction time frame for major projects or the coincidental timing of many projects can create this situation. Owners in their planning process should give more consideration to these costs implications." (page 11)

### Views of the Board

The Board fully agrees with this recommendation.

## D. CONTRACTOR-LABOR PROBLEMS

### Task Force Recommendations

- Labor and management collective agreements should continue to be negotiated on a national basis for the Canadian pipeline construction industry.
- Union leaders should act to suppress and eliminate jobsite bargaining for compensation exceeding that established in the collective agreements.
- Provincial governments and labor relations bodies should ensure collective agreements negotiated nationally are enforceable within the provinces.
- Owners should consider implementing contractual provisions to encourage contractors to enforce the terms of collective agreements.
- The requirement in the labor agreement with the United Association that operators of the automatic welding machines be qualified as downhill welders, should be removed.
- Contractor should prepare legal action plans to use to prevent delays steming from jobsite demands.
- Pipeline construction contractors should improve their labor relations management.
- The role of the Pipeline Contractors Association of Canada (PLCAC) in implementing and managing the collective agreements should be broadened, strengthened and made continuous. The recommendations in the 1982 PLCAC study entitled Operation X-Ray should be implemented. (pages 13 and 14)

### Views of the Board

Although these recommendations are not related to its mandate, the Board feels that they are positive steps towards a solution to the sensitive problem of contractor-labor relations. The Board feels, however, that major efforts will be required before these general recommendations are translated into practical means of improving contractor-labor relations.

## E. COST CONTROL-PIPELINE COMPANIES

### E.1 Incentive Concept for Construction Cost Control

**Task Force Recommendation**

"In view of the increasing importance of effective cost control on major pipeline projects, the NEB should develop, in consultation with industry, a workable incentive concept to encourage greater cost control. Such a concept should relate financial return to cost performance. Performance would be judged by comparing actual construction costs with the cost estimate upon which approval was granted." (page 16)

**Views of the Board**

The Board is considering ways in which incentive plans could be used practically and effectively so as to achieve greater cost controls. At a meeting held on 27 September 1983, Mr. Edge requested industry representatives to submit recommendations concerning the nature of incentives which might be implemented. In a letter to all pipeline companies under its jurisdiction dated 19 October 1983, the Board reiterated this request by urging companies to consider the problem and to propose incentives relating to both construction and operating costs.

## E.2 Interim Decision and Approval of Second Cost Estimate

### Task Force Recommendation

"In considering facilities applications under Part III of the NEB Act, and when the proposal appears acceptable at the conclusion of the full hearing process, the Board should be encouraged to follow the policy of issuing an interim decision containing a pro forma certificate including all conditions under which the Board would be prepared to grant a certificate, subject only to approval of a current, definitive, second cost estimate. Upon receipt and review of the second estimate, the Board would be free to either recommend a certificate or dismiss the application depending upon its assessment of whether or not the project, at the cost disclosed in the second estimate, is consistent with the public interest." (page 16)

The Task Force Report states that the advantages of the requirement for a second cost estimate are as follows:

1. The Board would be given an opportunity to take second look at the cost of a project and turn it down if the cost were too great from the standpoint of the public interest.

2. A second cost estimate submitted just prior to certification would provide a valuable reference point to the Board in assessing rate base for the project pursuant to a Part VI application.

3. In general, greater awareness of cost, and the need for cost control, would be introduced throughout the entire planning, regulatory, and construction process. (page 59)

### Views of the Board

The Board agrees that in certain cases construction of a pipeline should not begin until a more definitive cost estimate has been received. The Board's powers to condition certificates of public convenience and necessity permit it to issue, with the approval of the Governor-in-Council, a certificate subject to the condition that the certificate will not come into effect until the applicant submits a cost estimate which is satisfactory to the Board. The Board intends to continue to use this power in appropriate cases. A condition to this effect is contained in Certificate GC-68 (Condition 4(1)(e)) relating to construction of the TQM line from Lévis/Lauzon to the Maritimes.

## E.3 Greater Use of Reimbursable Construction Contracts

### Task Force Recommendation

"The use of reimbursable construction contracts should be considered to a greater extent by owners in situations where risks are difficult to predict. The acceptability of this contract form and its associated cost saving possibilities should be explored by owners with the NEB which, in turn, should recognize the reasons for their use when reviewing costs in subsequent rate determination proceedings." (pages 16 and 17)

### Views of the Board

The Board was unaware of the apprehension of the pipeline companies to use the reimbursable type of contract. The Board would welcome presentations from the industry on this issue.

## E.4 Canadian Content and Competition from Foreign Suppliers

### Task Force Recommendation

"While a high degree of Canadian content in materials used in pipeline construction has been attained and is vitally important, the balance between benefits and costs must be kept in mind. Competition from foreign suppliers is necessary, and should be continued to assure minimization of costs and the continued development of an efficient and competitive industry in Canada." (page 17)

### Views of the Board

The Board agrees with this recommendation. As contemplated under Section 44 of the National Energy Board Act, the Board has regard to the extent to which Canadians will have an opportunity to participate in the engineering and construction of a pipeline. This is done by ensuring that Canadians are given a fair and equitable opportunity to bid for contracts. The Board encourages a high level of Canadian content with consideration for economic realities.

## E.5 Preliminary Assessment

### Task Force Recommendation

"For major pipeline projects coming under federal jurisdiction, whether in frontier or conventional areas, the Task Force suggests that a workable method for implementing a preliminary assessment concept would be through amendments to the National Energy Board Act which would permit an applicant, on an elective basis, to proceed with an application for a preliminary assessment under Part III of the NEB Act. The procedure would be as follows:

The applicant would make a filing with the NEB containing general information respecting:

1. Project description.
2. Economic viability, including an initial project cost estimate.
3. Proposed commercial terms, such as debt-equity ratio, rate of retun, rate of depreciation, etc.
4. Benefits to Canada.
5. Preliminary environmental and socio-economic impacts together with proposed mitigative measures.

Following a public hearing conducted by the Board on these issues, the proceedings would be adjourned and a preliminary assessment report would go to Cabinet. This report would contain the Board's assessment of the project based on the abbreviated information contained in the Phase 1 filing. It would indicate whether or not there were any reasons, in the opinion of the Board, which would suggest that the project, as proposed, could not eventually be certificated assuming that subsequent detailed evidence on all aspects of the project disclosed an acceptable proposal. Upon review of the Board's preliminary assessment report, the Governor in Council would issue an Order-in-Council setting forth the views of Cabinet relating to the proposed project. On the other hand, the Board's preliminary assessment report could contain reasons why, in the view of the Board, the proposed project may appear unacceptable. In such cases as well, the report would go to Cabinet and an Order-in-Council would be issued.

Following issuance of the Order-in-Council, if the applicant so elected, it would proceed with the filing of a conventional application under Part III of the Act..." (pages 60 and 61)

**The Task Force Report states that the advantage of this process is that the industry would be spared the cost of undertaking a mass of technical work before obtaining a clear idea of whether the investment fits in with Federal Government priorities (page 60). Applicants for major projects would be able to assess the risk of success or failure before committing to the heavy financial burden associated with the preparation of a detailed and complete regulatory case (page 62).**

Views of the Board

**The Board agrees that in certain cases some form of preliminary assessment of a project may be desirable either on the initiative of the applicant or the Board. However, the Board does have reservations about the approach proposed in the Task Force report. The Board has reviewed other means available under the NEB Act as presently written, for expediting the early identification and assessment of key issues of major applications. The Board's proposal is described in the letter from Mr. Edge to the Minister of Energy, Mines and Resources, dated 2 November 1983, attached as Appendix D.**

## F. OTHER FINDINGS

### F.1 TQM Cost Overruns

**Task Force Findings**

"It is evident to the Task Force that there is a shared responsibility for the problems and cost increases experienced on the TQM project in Quebec. Delays arising from provincial and federal approval processes, along with labor problems on the jobsite, appear to be the most important contributors to cost overruns." (page 17)

**Views of the Board**

**Federal Approval Process**

The Board takes strong exception to the blame for cost overruns being partially placed by the Task Force on the federal approval process. The issuance of the certificate relating the extension of pipeline facilities from Montreal to Quebec City followed a full NEB public hearing which was attended by several intervenors, including the Procureur général du Québec. The Board wishes to point out that it took TQM sponsors 11 months, following the issuance of Certificate GC-64, to come back to the Board with a revised routing for the first segment of the pipeline (between St-Lazare and Boisbriand) that met provincial routing requirements. The first segment's modified routing was then approved by the Board 15 days after the filing of the application. As illustrated by the above example, the Board considers that it was not a contributor to cost increases of the TQM project. The Board's records show that any delays in the NEB approval process were caused by difficulties in meeting provincial routing requirements, identified only after the issuance of the certificate, and in fulfilling certain essential certificate conditions such as financing.

**Provincial Approval Process**

The Board agrees with the Task Force's finding on this matter.

**Labor Problems**

The Board agrees with this finding of the Task Force. The Board's records confirm that TQM's labor problems stemmed from inter-union disputes and trusteeship of the main welder union (Local 144); differences in wage rates between the National Pipeline Agreement and the Quebec Decree; and low labor productivity due to inexperienced labor.

## F.2 Technological Advances

### Task Force Findings

**"A recent development now to be tested under field installation conditions is a new welding method involving the use of explosives to fuse pipe joints (High Impact Welding)... The Task Force believes that the development of High Impact Welding could make a significant contribution to reducing pipeline construction costs in the years ahead." (page 17)**

### Views of the Board

**The Board concurs in this assessment and stands ready to consider specific proposals for testing the physical and economic feasibility of this new technology.**

## Appendix A

## PART III Related Activities

### Introduction

The recently published National Energy Board Staff Study of Pipeline Construction Costs, 1975 - 1985, dated June 1982, analyzed the effect of inflation in the pipeline construction industry. It underlined the very sharp increases in costs which have taken place between 1975 and 1981, and projected that further substantial increases could occur between 1981 and 1985.

Following that construction cost study, the Board made public a Staff Study of the Cost to Pipeline Companies of NEB Regulation of Pipeline Construction, the Case of the North Bay Shortcut, dated June 1983. This study, conducted by Board staff in consultation with TransCanada PipeLines Limited, found that while the cost of regulation was small in relation to the total cost of the project, being less than one percent, certain costs, such as those associated with regulatory delay and the amount of material required to be filed with an application, could be reduced or eliminated. The study examines and makes recommendations in fourteen areas where savings could be effected in future projects.

In addition to these two staff studies, the Board has undertaken a major revision of its Rules of Practice and Procedure with a view to standardizing and simplifying basic procedural requirements.

The Board is also in the process of amending its regulations on oil, and natural gas. These amendments are in various stages of preparation.

The Board is preparing safety and design regulations for offshore areas and is updating its regulations for onshore areas.

The following are Part III related activities.

### Summary of Activities

1. Rules of Practice and Procedure

   The Board has initiated a review of its Rules of Practice and Procedure (Rules) which specify the procedures to be followed for filing an application. The Board sent its revised Rules to industry for comments on 7 July 1983 and requested their responses by the end of September. These responses are now being reviewed. The revised Rules are expected to be sent to the Department of Justice early in 1984.

2. Schedule to the Rules of Practice and Procedure

More than a year ago, the Board initiated a formal review of the Schedule to the Rules of Practice and Procedure (Schedule). The objectives of the proposed review were to reduce the frequency and volume of information requests sent to a company after the filing of an application, and to dispense with the 1963 Memorandum of Guidance, which no longer reflects the Board's most recent practices in processing facilities application.

The Board sent a copy of a revised Schedule to industry for comments on 8 June 1983. Although responses were requested to be filed by 31 July 1983, the Board, at some companies' request, granted an extension until 1 September 1983. These responses are now being reviewed.

According to several companies, the revised Schedule imposes an excessive amount of regulation at the application stage. However, it should be pointed out that subsection 3(2) of the Rules enables the Board to waive or alter any of the information requirements set out in the Schedule. Therefore, an Applicant who considers a requirement to be inapplicable to a particular project, may apply to the Board for relief from the stated requirement.

The Board expects to complete this task by the end of spring 1984.

3. Safety Regulation for Onshore Pipelines

Over the years, the CSA Standards have improved to the point where now most of the technical requirements set out in the Board's Oil Pipeline Regulations and Gas Pipeline Regulations (Safety Regulations) are now covered by CSA. Also, an industry-wide move toward manufacturing methods aiming at assuring quality will now allow the Board to take a different approach with regard to its Safety Regulations. These trends in particular will help reduce the volume of the Safety Regulations and the associated requirements.

As a result, the Board has begun a major review of the Safety Regulations and in April 1983 invited all companies under its jurisdiction to forward comments on their concerns. All major pipeline companies responded by mid-July, and in most cases submitted thorough and relevant comments.

These comments are now being reviewed and the revised Safety Regulations will be forwarded to industry early in the new year for further review and comment.

4. CSA Safety Standards for Offshore Pipelines, and NEB Safety Regulations For Offshore Pipelines

At the initiation of the Board, industry along with Board staff and COGLA have formed a joint task force to work towards the formulation of Offshore Standards. The first meeting was held on 13 May 1983. The various parties involved have drafted segments of an Offshore Pipeline Standard. A set of seven different international standards and regulations, containing proven technical requirements, were provided to the task force by the Board. These standards were used as a starting point for the drafting of C.S.A. Safety Standards.

Three task force meetings are scheduled this fall with a target date for completion of the draft in the spring of 1984. NEB Offshore Safety Regulations will be developed from the task force Standard to parallel the format of the Board's Onshore Safety Regulations.

5. Compatibility Between NEB and COGLA Safety Regulations

The Board and COGLA each has its respective Safety Regulations. There are cases, however, when major projects will cross the jurisdictional boundaries between the NEB and COGLA and the companies involved will, therefore, have to comply with two sets of technical requirements. NEB and COGLA staff are working towards ensuring technical and regulatory consistency between those regulations.

6. Offshore Pipelines Survey Committee

The Board is participating on the Offshore Pipelines Survey Committee formed under the auspices of the CPA. The Committee has been divided into three further subcommittees to examine the following topics:

(i) Acts and regulations governing pipeline activities on Canada Lands - Offshore;

(ii) One window concept re applications for offshore pipelines; and

(iii) Survey requirements and regulations for offshore pipelines in the U.S. and their corresponding applications for Canada.

The main purpose of the subcommittees is to propose specific revisions to those parts of the draft Canada Oil and Gas Pipeline Regulations which relate to land definition or surveying.

## 7. Guide to Part III Requirements

A Guide to Part III Requirements is being assembled, the intent of which will be to assist companies with their preparation and submission of the regulatory information required by the Board.

The guide will outline the amount and the timing of information required to be filed with the Board in connection with the following four stages in the project:

- prior to Certification,
- prior to construction,
- during construction, and
- post-construction.

The totality of requirements set out in the Guide would represent those for a major project falling within section 44 of the NEB Act. For other projects, a Company could request exemption, under Section 3(2) of the Rules, to file information in a reduced degree of detail appropriate to that project.

Within the Guide, a simplified flow diagram will be included as an aid in visualizing the project as a whole. Each page of the diagram would be keyed to the same project stages noted above. The diagram will identify parallel activities which may be carried out simultaneously to decrease the time necessary for completion of the project.

The Guide will indicate the exact nature of the Board's requirements for each stage of a project. Also, to assist a company to optimize its scheduling of submissions, a lead-time will be shown for each requirement. That lead-time will be the time needed by the Board to properly review the submission.

At present, a number of amendments to the Rules, the Schedule, and the Safety Regulations are in various stages of completion. As each of those becomes effective, affected portions of the Guide will be revised to provide an up-to-date compilation of Board requirements. For instance, with any revisions arising from the current review of the Schedule, the final format of the present draft Guide will entail a number of editorial changes to incorporate those revisions.

Timing for the finalization of the Guide depends heavily upon the completion of the ongoing amendments to the Rules, Schedule, and Safety Regulations and the development of the Offshore Safety Regulations. It is anticipated, however, that with the expected progress of those, the Guide could be finished by late spring 1984.

## Appendix B

NATIONAL ENERGY BOARD
OTTAWA, K1A 0E5

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
OTTAWA, K1A 0E5

File No. 1026-4
6 May 1983

Mr. Raymond M. Robinson
Executive Chairman
Federal Environmental Assessment
Review Office
13th Floor, Fontaine Building
Hull, Quebec K1A 0H3

Dear Mr. Robinson:

This will acknowledge receipt of your letter dated 8 March 1983. The Board has reviewed the documents attached to your letter and is pleased to have the opportunity to comment on them. We shall restrict our comments to those sections of the reports dealing with coverage of EARP as it relates to projects under the jurisdiction of the Board.

OVERVIEW OF THE BOARD'S POSITION

For the reasons outlined below, the Board does not favour the mandatory extension of EARP to projects under NEB jurisdiction.

The Board is of the view that it would be desirable to eliminate or at least minimize overlap between the EARP and NEB processes. The final section of this letter sets out ways in which this might be accomplished.

THE ENVIRONMENTAL ASSESSMENT REVIEW PROCESS ("EARP")

As originally established by the Cabinet Decision of 1973, EARP was applicable to projects, programmes and activities initiated by a federal department or agency, for which federal funds are solicited, or for which federal property is required. All federal departments and agencies are subject to EARP, except proprietary Federal crown corporations and regulatory agencies like the NEB which are invited to participate in the Process. The Government Organization Act 1979 specifically provides that the duties, powers and functions of the Minister of the Environment extend to and include all matters over which the Government of Canada has jurisdiction, "... not by law assigned to any other department, board or agency of the Government of Canada, relating to the preservation and enhancement of the quality of the natural environment."

## THE NATIONAL ENERGY BOARD

Under the National Energy Board Act, the Board is given powers and responsibilities to regulate international and inter-provincial pipelines for the transmission of gas and oil, and international and designated interprovincial electric power lines. The Board also regulates the export from Canada of oil, gas and electricity. In determining whether to issue a certificate for a pipeline or power line or to issue a licence for the export of energy, the Board has the jurisdiction and duty to consider all aspects of the public interest affected by such a project, including any environmental and socio-economic factors. Comprehensive regulations have been enacted to prescribe the information which an Applicant must file. The Board also has the power to condition certificates and licences issued by it to ensure that environmental and socio-economic concerns are met in the construction and operation of the projects. The Board has on its staff persons with the experience and ability to deal with these matters both in the assessment and implementation phases of the project.

Under the provisions of the Act, the Board is required to hold a public hearing on applications for a certificate for major pipelines or power lines and export licences. These hearings generally attract widespread participation of different groups, including public interest and environmental organizations and provincial governments. Local hearings are often held in areas affected by the project to ensure that interested parties can more readily make their views known.

Hearings before the Board are generally conducted using court-like procedures. The Board believes that a certain amount of structure is required in the quasi-judicial process to ensure that the best evidence is available to the decision maker. Some may argue that this "formality" discourages public participation; however, this has not been the Board's experience. The Board's procedures are flexible and are adapted to fit the circumstances of a particular application.

In hearing and deciding an application for a certificate or licence, the Board is acting in a quasi-judicial capacity. Accordingly the Board is obliged to independently exercise its discretion on the evidence presented in its hearing. The determination of whether the approval of a pipeline or power line project or an export licence is in the public interest requires an examination at the public hearing of all considerations which the Board deems relevant. The balancing of these relevant considerations is an essential part of the Board's hearing and decision-making process.

## APPLICATION OF EARP TO PROJECTS UNDER THE JURISDICTION OF THE NATIONAL ENERGY BOARD

Since the establishment of EARP in 1973, three pipeline projects under the Board's jurisdiction have been the subject of EARP hearings, namely the Alaska Highway Pipeline, the IPL Norman Wells Pipeline and the Arctic Pilot Project. In the case of the Alaska Highway Pipeline, the EARP process was conducted after the Board's hearing and after the issuance of the certificate outlining terms and conditions for the design, construction and operation of the pipeline. With regard to the IPL Norman Wells Pipeline, the EARP report was not submitted as evidence at the Board's hearing and could not, therefore, be considered by the Board. The EARP report on the Arctic Pilot Project formed part of the public record in the Board's hearing.

The Board agrees that under the present framework, there exists the possibility for some unnecessary overlap and duplication in subject matters considered by the Board and by EARP. Such overlap could result in increased cost, unnecessary delay, uncertainty as to the regulatory process, and the frustration of important energy projects. The Board questions the need for two separate processes when there exists one forum in which all aspects of a particular project can be and are reviewed through the public hearing process.

The Board would like to address certain of the options set forth in the discussion paper. The Board agrees that maintenance of the status quo would not alleviate the undesirable and unnecessary overlap discussed above. However, the Board would not favour extension of the mandatory application of EARP to projects under the jurisdiction of the NEB, either by legislation or by a Cabinet decision.

In the view of the Board, the public interest would best be served by having environmental matters relating to projects under the Board's jurisdiction dealt with solely by the National Energy Board through the Board's hearing process. Environmental matters, though important, are not the only considerations to be examined in arriving at a decision as to whether a particular project should be approved. An informed decision requires the careful balancing of all interests.

The National Energy Board Act already provides a "one-window" approach whereby all aspects of a project can be and are examined from the perspective of one body. The Board has the jurisdiction to undertake this responsibility, the staff and capability to carry it out, and the public hearing process whereby interested parties can participate fully. The Board does not share the view expressed on page 15 of the discussion paper that the NEB would not be seen by many as a credible alternative to EARP panels for evaluating environmental impacts. On the contrary, the Board believes it is a competent and responsible agency in this regard.

The Board recognizes that the Department of the Environment has particular expertise and experience in respect of environmental matters. It is always open to the Department to participate in Board hearings to present evidence and to cross-examine other parties. The Board believes that such participation would enhance the regulatory process, while maintaining the one-window approach envisaged by the National Energy Board Act.

The situation under review also has to be considered in its broader context. We are receiving frequent requests from sponsors of large complex projects to get some indication at an early date as to whether the project should or should not proceed. They do not wish to spend time and money if there are major obstacles which would prevent the project from going ahead. The Board is wrestling with this problem in terms of its own procedures, which are legally complex in terms of fairness to all parties.

We discussed at the meeting attended by Messrs Edge, Farmer and Stephens from the Board and Mr. Gérin from the Department of Environment and yourself whether the EARP process might be an appropriate vehicle for assessing the broader aspects of environmental impacts at the early stage of project assessment. It was pointed out that the EARP process may have some advantages for this purpose. We cannot state an unqualified opinion in relation to this. Indeed, in addition to purely environmental considerations, it is probable that policy considerations will need to be brought to bear. Cabinet may wish to play a role in determining in the early stages whether major projects should proceed.

A further factor is the mounting concern of overlap between a variety of government departments and agencies and its effect of hampering the development of projects which are in the Canadian public interest. The Senator Hastings report, "Marching to the Beat of the Same Drum", has recently reviewed this matter and we believe Mr. Horte, the Head of the task force arising from the Board's report on the cost of construction of pipelines, is likely to speak forcefully on the subject by mid-year.

The Board, in light of all these developments, is maintaining a flexible position pending clarification of the broader views of government on this subject.

SUMMARY OF THE BOARD'S POSITION

The Board is concerned that a way be found to alert project sponsors early if there appear to be some overriding reasons why a project should not proceed. As noted above, the Board is wrestling with this problem in terms of its own proceedings. There may be a role for EARP in this process, but a wider dialogue with the government and possibly Cabinet is probably needed before a clear resolution of this complex issue can be made.

In summary, in arriving at a decision on whether authorization for a project should be given, the Board does not favour the mandatory extension of EARP to projects under NEB jurisdiction. In its public hearing process, the Board already deals with all aspects of such projects, including environmental concerns. We believe that the public interest is best served by preserving this "one-window" approach.

The overlap between the EARP and NEB processes, with its attendant problems of increased cost, regulatory uncertainty and delay, could be reduced by either of two methods. Method (a) below would eliminate the duplication; method (b) would minimize it.

(a) Exempt from EARP all projects which fall under NEB jurisdiction. The Department of the Environment would be welcome to present its evidence and views by appearing as an intervenor at the Board's hearing.

(b) Alternatively, conduct the EARP assessment especially for major projects in frontier areas sufficiently in advance of the NEB hearing so that the EARP report could be filed as part of the Board's record. The EARP report would identify the major environmental problems and preferably focus on broad principles rather than being a detailed review of the project. This would provide the Applicant with an opportunity to make any necessary further assessments and to present appropriate mitigative measures. The Department of the Environment could still intervene as well. In this way the Board would reach its decision on the basis of the fullest possible information available.

Under either (a) or (b), any Certificate of Public Convenience and Necessity that the Board might issue would incorporate conditions to deal with all relevant environmental considerations. During and after construction, the Board would monitor the work to ensure that the certificate conditions were fulfilled.

In your letter you indicated that you will prepare a Cabinet submission to present conclusions and recommendations reflecting your interdepartmental consultations. The Board would appreciate the opportunity of reviewing a copy of the draft submission before it is finalized.

Yours truly,

G. Yorke Slader
Secretary

c.c.: Hon. J. Chrétien, Minister of Energy, Mines and Resources
Mr. J. Gérin, Deputy Minister of Environment

## Appendix C

OFFICE OF THE CHAIRMAN

BUREAU DU PRÉSIDENT

NATIONAL ENERGY BOARD
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

File No. G1026-4

22 July 1983

Mr. Jacques Gérin
Deputy Minister
Environment Canada
28th Floor
Les Terrasses de la Chaudière
Hull, Quebec
K1A 0H3

Dear Mr. Gérin:

Further to your letter dated 22 June 1983, the Board has reviewed the discussion paper entitled "Environment Canada and the North". We are pleased to have the opportunity to comment on this document. Our comments will be restricted to those statements of policy which may affect the powers and responsibilities of the National Energy Board.

On page (vi) of the discussion paper, the Department of Environment (DOE) expresses the view that various federal departments and agencies, and the territorial governments all have important roles to play in the achievement of northern policy objectives. The Board shares this view and recognizes that DOE has a number of specific responsibilities in respect of the protection and enhancement of the quality of the natural environment of Canada's North.

Under the National Energy Board Act, the Board has been given the powers and responsibilities to regulate international and designated interprovincial electric power lines, international pipelines for the transmission of gas and oil, and pipelines extending beyond the boundary of a province. These responsibilities involve the approval of energy projects as well as the regulation of construction and the on-going operation of facilities under the Board's jurisdiction.

OTTAWA K1A 0E5

Canada

Applicants appearing before the Board must provide detailed technical, financial, economic, environmental and other information in support of the project. Under the provisions of the Act, the Board is required to hold public hearings on applications for certificates for major pipelines, electric power lines and export licenses. These hearings, which are conducted using court-like procedures, provide an opportunity for the Board tp examine not only all aspects of the Applicant's case and the submissions of interested parties, but also to consider all aspects of the project which the Board deems to be relevant. The process ensures that the best evidence and advice is available to the Board in arriving at its decision. An informed decision is made by the Board after carefully balancing all aspects of the public interest, and in this regard, so far as we are aware, the Board's process is the only one which examines the totality of a project in the Canadian public interest.

The Board has the power to condition certificates and licences issued by it to ensure that all concerns, including environmental and socio-economic concerns, are met in the construction and operation of the project. The Board has on its staff persons with experience and ability to deal with these matters both in the assessment and implementation phases of the projects. Comprehensive regulations have been enacted and conditions are included in certificates to ensure that facilities are constructed and operated in a safe, efficient, and environmentally acceptable manner.

The Board would like to clarify its position with respect to certain policy statements contained in the document as they relate to the interface between DOE and the Board. The Board notes that among the stated commitments DOE, in pursuing its northern policy goal and objectives, will:

- advocate the adoption by other government bodies of DOE's principles on northern environmental management, and its positions on planning, regulation and environmental research in the North;

- formulate departmental positions on northern development issues having significant environmental implications, and advocate the adoption of these positions by other government bodies with the view of encouraging sustainable, safe and environmentally sound development;" (page xii)

You will appreciate that the quasi-judicial process envisaged by the National Energy Board Act requires that the Board base its decision with respect to a particular application on the evidence before it at a public hearing. Consequently, the views of your department on environmental matters and northern development issues as they relate to a particular project must be considered in the forum of the public hearing. The Board would

encourage DOE, where it has an interest, to participate as an intervenor at the Board's hearings. This would enable your department to provide advice to the Board through cross-examination of the Applicant and other parties and through the testimony of DOE's expert witnesses. The Board believes that such participation would enhance the regulatory process while maintaining the one-window approach to any particular application as envisaged by the National Energy Board Act.

As noted above, the Board's responsibilities do not end with the approval of any particular project. The Board has an on-going duty to monitor the construction and operation of facilities under its jurisdiction, which includes the monitoring of environmental quality to ensure that adequate management and protection measures are being employed. In carrying out this responsibility, the Board attempts to address the concerns of all interested parties although the final decisions must, of course, remain with the Board.

Outside the context of a specific application or project, we would, of course, be pleased to discuss with your department matters of mutual concern and interest with respect to the environment of Canada's North, such as the adequacy of existing regulations and guidelines, or general matters relating to the environment. We share the view expressed on page (xi) of your document that there is a need to consult and work co-operatively with other bodies to the extent possible. The consultation which has taken place at the working level between the Board and various government departments and public interest groups during the construction phase of the IPL Norman Wells Project is an example of the effectiveness of such co-operation.

As noted in the preface to your discussion paper, the development of Canada's North offers a great challenge and responsibility for all concerned Canadians. We look forward to further discussions with your department on the respective roles to be played by DOE and the Board in achieving the goal of balanced development.

Yours sincerely,

C. Geoffrey Edge

## Appendix D

OFFICE OF THE CHAIRMAN

BUREAU DU PRÉSIDENT

CANADA

NATIONAL ENERGY BOARD
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

File No.: 1067-35

2 November 1983

The Honorable Jean Chrétien, P.C., M.P.,
Minister of Energy, Mines and Resources,
580 Booth Street,
21st Floor,
Ottawa, Ontario.
K1A 0E4

Dear Mr. Chrétien:

RE: HORTE REPORT RECOMMENDATION FOR PRELIMINARY ASSESSMENT - NEB'S PROPOSAL FOR EARLY HEARING

Summary

In keeping with our previous undertaking, the Board will be responding to you in a separate letter regarding various recommendations put forward in the report of the Horte Task Force on Pipeline Construction Costs. I would, however, like to take this opportunity to deal with one particular recommendation of importance that involved the responsibilities of the Board - namely, the proposal that sponsors be given the opportunity to have major projects subject to a preliminary assessment by the Board and the Government. While the Board supports the broad objective of this recommendation, it does not believe the means proposed is the most appropriate from either a legal or practical point of view. As an alternative, the Board is proposing in this letter a process that it has termed An Early Hearing, which in our view will better achieve the objective of the Horte recommendation.

Early Hearing

The Board recognizes the importance which pipeline companies attach to the need for some form of preliminary assessment within the approval process for major projects. The Horte Report highlights not only the views of the Task Force in this regard but also the observations and recommendations of the

Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline in its report of March 1983. The Hastings Committee's suggested approval in principle and the Task Force's preliminary assessment approach are similar in concept. Both would have an applicant receive an indication of government acceptance or rejection of a project before the NEB public hearing process had run its full course. And both represent efforts to alleviate the same basic problem, a problem which haunts not only the sponsors of major pipeline projects but any proponent of a large energy resource development requiring regulatory approval.

The problem is associated with the fact that today's energy mega projects are physically large, expensive and complex, and touch on the interests of an increasingly broad segment of Canadian society. Under the circumstances, applications before the Board become more difficult and costly to prepare and process. They must address more subjects, and they take longer to hear in the public forum. They frequently have unique aspects falling outside existing regulatory criteria; there are often no precedents to serve as indicators of the likely positions and approaches which the Board and others might adopt.

In the Board's view what is needed is a procedure by which, at an early stage, applicants can obtain a better picture of the problems their proposals face, how those problems are likely to be viewed by others, and what the Board sees as the issues and the appropriate way to approach them. An applicant needs to be able to assess its chances of obtaining regulatory approval before spending, or committing to spend, large sums; and if it decides to proceed, an applicant should know on what aspects of its proposals to concentrate its resources.

In seeking to find ways to alleviate the problems inherent in the approval process of today's mega projects, the Board has examined the approval in principle idea. In essence, such an approach envisages the Board receiving some form of preliminary application, holding a public hearing on it, rendering a decision in principle, and submitting that decision to the Cabinet for approval or rejection. After careful study, the Board has concluded that the NEB Act would not lend itself to this approval in principle approach. The Act could, of course, be amended. However, considerations other than statutory and legal need to be carefully weighed.

The Board's existing procedures, developed through many years of experience, strike a balance between a proponent's desire to have its application disposed of promptly, the right of interested parties to be heard, and the need to have adequate information on which to base a decision. The Board considers the totality of the project for which approval is sought, taking into

account the whole gamut of relevant considerations in each specific case. It must not fetter its final decision with preconceived opinions based on incomplete knowledge of all of the ramifications of the proposal before it. Neither can the Board make decisions without having received the views and positions of interested parties; those views and positions frequently cannot be made known until the application is complete.

Even if the Board could legally adopt the approval in principle approach, it has serious concerns that the procedure might not be a practical one and might not serve the interests of the applicant and other interested parties. For the applicant, there would be the risk that, having received approval in principle, and having proceeded to spend money in the expectation of receiving approval, matters could later come before the Board which would cause it to have second thoughts. From the standpoint of intervenors who oppose an application, the granting of an approval in principle would, to some extent, shift the onus from the applicant having to make its case to the opponent having to prove that, notwithstanding the approval in principle, the project was not one which should proceed.

All things considered, any apparent attraction of the approval in principle approach would, in the Board's view, be outweighed by the perception that such an approach was really a bypass of the regulatory process, short-circuiting the Board's comprehensive assessments and independent decisions. There are, in the Board's opinion, other ways to achieve the improvements being sought with less risk of negative public reaction.

The Board intends to test a new approach in the near future upon receipt of the anticipated application for a licence to export electricity from the proposed Lepreau II nuclear unit in New Brunswick. This project, under which for the first time a Canadian generating unit would be installed and operated to serve the export market, has unique features. It is one in which it is clearly important that large expenditures should not be made or committed before the issues raised by the project are delineated and the applicant has been apprised of the likely approach to these issues. Accordingly, the Board intends to hold an Early Hearing on approaches, issues, and methodologies based on information from the applicant sufficient to allow the Board and interested parties to examine, in an overview fashion, the nature of its proposal, its significant economic, financial, technical and environmental features, and any other matters which appear to be of primary importance in respect of a decision to approve or reject the proposal.

Following the Early Hearing, the Board will issue a report setting out its findings on the identification of issues, their importance, the manner in which they should be addressed, and the detailed information to be required should the applicant proceed with the application. The report will indicate, where appropriate, the approach the Board would adopt in dealing with the issues, providing a framework for the subsequent detailed hearing of the application.

The early Board report of the type just outlined will assist the applicant in deciding whether to proceed with its application, that is, whether major expenditures and commitments are warranted. The sponsor will also know on which areas to concentrate its efforts should it continue to seek approval. The Federal Cabinet may find the Board's early report on the project and the key issues it raises a useful base for determining its attitude towards the project. For other potentially interested parties, they should find the Early Hearing helpful in deciding what positions to take and in preparing effective interventions.

It is likely that a similar approach will be taken to the expected applications for licences to export natural gas from the Sable/Venture project and for a certificate for associated pipeline facilities. Here again, unique issues will probably warrant delineation through an early hearing and report.

We are optimistic that, as the details of the new approach to the Lepreau II and Sable applications are worked out and tested through implementation, the regulatory process improvements sought by proponents of such major projects will be largely achieved.

Although the Board's approach does not involve an approval in principle, as recommended by the Hastings Committee, and does not involve any Cabinet decision, as recommended by the Horte report, the Board's approach is in many respects similar to the preliminary assessment recommended by Horte. While the Horte recommendation envisages amendments to the NEB Act, none are required for the Board's approach.

We would be pleased to discuss this subject with you in greater detail if you wish. In any event, the Board will provide you with a report on progress and experience with the new process as it is developed over the next several months.

Yours sincerely,

C. Geoffrey Edge

APPENDICE «ENR-9A»

CANADA

# LA RÉFORME DU MILIEU DE LA RÉGLEMENTATION

EXPOSÉ DE M. C.G. EDGE
PRÉSIDENT DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

DEVANT

**LE COMITÉ PERMANENT DU SÉNAT
SUR L'ÉNERGIE ET LES RICHESSES NATURELLES**

**EN CE QUI CONCERNE LE RAPPORT**

**EN MARS 1983, DU COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT
SUR LE PIPELINE DU NORD**

**Mai 1984**

# LA RÉFORME DU MILIEU DE LA RÉGLEMENTATION

EXPOSÉ DE M. C.G. EDGE

PRÉSIDENT DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

DEVANT

LE COMITÉ PERMANENT DU SÉNAT

SUR L'ÉNERGIE ET LES RICHESSES NATURELLES

EN CE QUI CONCERNE LE RAPPORT

EN MARS 1983, DU COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT

SUR LE PIPELINE DU NORD

**MAI 1984**

# PRÉSENTATION DE L'ONÉ

# AU COMITÉ PERMANENT DU SÉNAT SUR

# L'ÉNERGIE ET LES RICHESSES NATURELLES

## TABLE DES MATIÈRES

1. Introduction

2. Données générales

3. Le cas du projet de Norman Wells

4. Initiatives de réforme de la réglementation

   - Interface technique entre l'APGTC/ONÉ
   - Les règles de pratique et de procédures
   - Règlements régissant les pipelines à terre
   - Normes relatives aux pipelines en mer
   - État des projets de réglementation
   - Accord de principe
   - Autres étapes

5. Intervention des ministères du gouvernement fédéral aux audiences de l'ONÉ

6. L'avenir: Réglementation des grands projets

7. Conclusion

ANNEXES

I - Réforme de la réglementation à l'ONÉ

II - État des projets de réglementation, Office national de l'énergie, mars 1984

III - Réponse au rapport du groupe de travail Horte, Office national de l'énergie

## 1. Introduction

Monsieur le Président, comme vous l'avez demandé, cette présentation vise deux objectifs essentiels, c'est-à-dire revoir les événements auxquels l'Office a participé et qui se sont produits depuis la publication de votre rapport intitulé "Sur la même longueur d'onde" en mars 1983 et donner une idée des activités en cours ou prévues liées au rapport et aux recommandations du Comité.

## 2. Données générales

Avant notre présentation au comité du Sénat en septembre 1982, l'Office a diffusé, en juin de cette année, une étude rédigée par son personnel sur les coûts réels et éventuels de la construction pipelinière pour la période de 1975 à 1985. L'étude a indiqué que l'augmentation des coûts de construction était de beaucoup supérieure à celle du taux d'inflation entre 1975 et 1981 et prévoyait d'autres augmentations importantes entre 1981 et 1985, à moins que les tendances du passé ne soient renversées. Notre présentation de septembre 1982 donnait les grandes lignes des conclusions de ce rapport.

En conséquence de l'étude du personnel, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, a décidé, en décembre 1982, de créer un comité de travail présidé par M. V. L. Horte, dont les connaissances en la matière sont considérables, afin de faire enquête sur les coûts de construction de pipelines au Canada. Le rapport du groupe de travail Horte a été diffusé en septembre 1983. Comme le faisait votre rapport de mars 1983, le Rapport Horte confirmait l'existence d'un certain nombre de problèmes à l'égard des coûts de construction des pipelines et contenait un certain nombre de recommandations pour surmonter ces difficultés. Le présent document soulignera à votre intention les mesures que l'Office a pris dans les domaines où le comité Hastings et le Groupe de travail Horte exprimaient certaines inquiétudes et faisaient des recommandations.

Votre rapport établissait en détail le labyrinthe de la réglementation relative à l'exploitation pétrolière et gazière dans le grand Nord. Entre autres choses, le comité recommandait: une étude de l'appareil réglementaire et des règlements afin de le rationaliser et de le simplifier; une meilleure coordination entre les divers organismes de réglementation, y compris accroître l'usage de l'information existante; que les promoteurs et le gouvernement effectuent les études requises dans les délais fixés à l'avance; et la nomination d'un coordonnateur fédéral pour chacun des grands projets énergétiques. Vous préconisez également

l'établissement d'un mécanisme d'approbation conditionnelle qui permettrait aux promoteurs de grands projets de fournir au Cabinet les grandes lignes de leurs propositions sans qu'ils aient à supporter les frais d'études de conception détaillée et à fournir d'autres renseignements pour étayer leur projet.

Quoique le Rapport Horte portait sur les sociétés de construction de pipelines dans tout le Canada et contenait un certain nombre d'autres recommandations relatives aux activités de construction dans le sud du Canada touchant les gouvernements provinciaux, les syndicats ouvriers, etc, ces recommandations en ce qu'elles se rapportent à l'exploitation pétrolière, sont également sur la même longueur d'onde.

Parmi les recommandations du Rapport Horte qui s'appliquaient à l'exploitation des hydrocarbures du Nord s'en trouvent qui préconisaient que les sociétés déposent des requêtes auprès de l'ONÉ dès le début du projet, que l'Office continue à réviser et à refondre ses règles et ses règlements en vue de les simplifier et de les rationaliser le plus possible, que les cadres supérieurs de l'Office soient disponibles pour donner des conseils et des directives aux étapes préliminaires des requêtes et que l'Office tienne un plus grand nombre de conférences préalables aux audiences et d'autres initiatives pour promouvoir une efficacité maximale du processus d'audience. Le Rapport Horte a recommandé de plus qu'aucun autre organisme spécial de réglementation, du genre de l'Administration du pipeline du Nord ne soit créé, parce que l'ONÉ possède les connaissances techniques en matière de réglementation des grands projets d'énergie. Le Rapport recommandait que le processus d'évaluation et d'examen de l'environnement (PEEE) "ne devrait pas être appliqué aux installations de pipe-lines qui relèvent de la compétence de l'ONÉ en matière de certification et de réglementation. Les questions environnementales et socio-économiques peuvent être pleinement traitées par l'Office, aux termes du mandat que lui confère actuellement la Loi, en particulier si ce traitement est coordonné avec le MAINC et les gouvernements des territoires" (V.L. Horte, Rapport du Groupe de travail sur le coût de construction des pipe-lines, juin 1983, p. 9). Le Groupe de travail a aussi recommandé qu'on encourage les gouvernements des territoires à intervenir durant les audiences de l'ONÉ et que soit précisé le point de rencontre des compétences entre l'Office et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). Le Groupe de travail a recommandé que le rôle de l'ONÉ pour l'inspection sur le chantier pendant la construction des pipelines, quoique se limitant à un rôle de contrôle de la qualité, constitue un unique point contact pour les propriétaires et les entrepreneurs, réduisant ainsi les ambiguïtés, les retards et les coûts des travaux. Le Rapport Horte recommandait que l'ONÉ

mette en place, en consultation avec l'industrie, un système de stimulants appropriés pour encourager un meilleur contrôle des coûts. Le Rapport a également proposé que dans le cas de demandes de construction d'installations qui se révèlent acceptables, l'Office rende une décision provisoire, accompagnée de la délivrance d'un certificat pro forma énonçant toutes les conditions auxquelles il serait disposé à octroyer un certificat, sous la seule réserve de l'approbation d'un devis estimatif révisé et définitif. De plus, le Groupe de travail a proposé l'établissement d'une forme d'évaluation préliminaire par l'Office et le Cabinet pour que les promoteurs du projet aient la possibilité d'en évaluer les chances de succès ou les risques d'échec avant de se charger du lourd fardeau financier qui accompagne la préparation et la présentation d'une demande réglementaire détaillée plus complète. Bien sûr, cette recommandation est tout à fait semblable à la recommandation faite par votre comité d'un processus d'accord de principe.

### 3. Le cas du projet de Norman Wells

Le premier grand projet d'exploitation du pétrole au nord du 60$^{e}$ parallèle au Canada depuis la guerre est l'expansion du gisement pétrolifère Norman Wells et la construction d'un oléoduc allant de Norman Wells, dans les Territores du Nord-Ouest, à Zama dans le nord de l'Alberta. Ce projet présente une situation idéale d'essai du point de vue de la réglementation. Il s'agit d'un projet qui comporte des défis importants de nature socio-économique, environnementale et technique. Il s'agit également d'un projet qui entraîne la participation d'un certain nombre d'organismes, en plus de l'Office national de l'énergie, tant au palier fédéral que territorial. Ces organismes comprennent le ministère des Affaires indiennes et du Nord, responsable des permis fonciers, des croisements de cours d'eau, des droits et des permis de faire du bois, des sources d'eau, des routes en vue de la construction et des répercussions sur les habitants de l'endroit. Le gouvernement territorial a également un rôle à jouer en ce qui concerne les questions d'ordre social et économique qui affectent les résidants. L'Office des eaux du territoire, organisme quasi indépendant qui relève du ministère des Affaires indiennes et du Nord est responsable des croisements des cours d'eau en ce qu'ils peuvent affecter la qualité de l'eau. Le ministère de l'Environnement s'occupe de la pollution éventuelle par le pétrole et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada est responsable de l'exploitation du champ pétrolifère. Le ministère des Pêches et des Océans s'occupe des répercussions éventuelles sur les poissons. L'un ou l'autre de ces organismes a toujours eu la possibilité d'arrêter les travaux pour assurer le respect de ses règlements.

En raison du grand nombre de participants, il est évident que ce genre d'entreprise pourrait devenir un cauchemar de

réglementation. Je suis heureux de pouvoir vous dire que nous avons pu l'éviter. Dès le début, les trois principaux organismes de réglementation, c'est-à-dire l'Office national de l'énergie, le ministère des Affaires indiennes et du Nord et le gouvernement du Territoire se sont aperçus qu'agir indépendamment non seulement créerait de la confusion en ce qui concerne le projet, mais que cela en retarderait aussi l'accomplissement. Chaque organisme a donc décidé de nommer un coordonateur, qui se trouve dans le Nord et qui servira de point de contact avec la société pipelinière, la société pétrolière et avec l'une et l'autre. Ces coordonnateurs se rencontrent régulièrement, échangent librement des informations et travaillent généralement très bien ensemble sur le chantier pour s'assurer non seulement que les exigences de réglementation de chaque organisme sont respectées, mais aussi que ces exigences sont soigneusement coordonnées afin de réduire au minimum les problèmes que pourraient avoir les sociétés à respecter les règlements.

On suggère parfois qu'il vaudrait "mieux" accomplir une refonte réglementaire et administrative totale, remettant l'autorité complète à un seul organisme. Mais la mise sur pied et la législation d'une telle refonte auraient demandé beaucoup de temps et ne se seraient pas produites assez rapidement pour faire avancer les travaux du projet de Norman Wells. À titre de solution de rechange, le mécanisme de coordonation qui a été établi semble bien fonctionner d'un point de vue pratique.

Permettez-moi d'ajouter que l'Office, en plus d'avoir nommé un coordonnateur, a aussi déployé de grands efforts pour trouver des inspecteurs d'expérience sur le chantier pour s'assurer que toutes nos exigences de réglementation sont respectées pendant la phase de construction de l'oléoduc de Norman Wells.

4. Initiatives de réforme de la réglementation

Le besoin de réforme de la réglementation est évident depuis un certain temps. Votre comité l'a souligné dans son rapport et le Groupe de travail Horte a également recommandé une refonte des réglementations et de la législation existantes. Comme je l'ai indiqué lors de ma dernière comparution, l'Office national de l'énergie est également très conscient du besoin d'améliorer le processus de réglementation. Les autres organismes de réglementation sont aussi très sensibilisés à cette question: le ministère des Affaires indiennes et du Nord étudie ses méthodes d'évaluation des projets et ses programmes de réglementation qui relèvent de la compétence du ministère au nord du 60$^{e}$ parallèle. L'Office collabore pleinement avec le ministère à cette étude.

Pendant longtemps, nous avons fait ce que nous avons pu pour mettre de l'ordre dans nos propres affaires. Nous en sommes

actuellement à diverses étapes de la refonte d'un bon nombre de règles et de règlements existants et de l'établissement de nouveaux règlements pour les pipelines au large des côtes. Ces initiatives sont énumérées et décrites brièvement à l'annexe I. L'Office comprend très bien le besoin d'établir un équilibre entre, d'une part, établir des dispositions de réglementation essentielles à la protection des intérêts du public canadien et, d'autre part, éviter d'imposer des exigences de réglementation inutiles ou qui feraient double emploi par rapport aux exigences d'autres organismes. Cela soulève, toutefois, des questions très complexes quant aux modifications rapides de la technologie existante des principaux projets actuels et aux difficiles problèmes d'ordre socio-économique et environnemental que ces travaux présentent. J'aimerais maintenant souligner certaines initiatives courantes de réforme de la réglementation prises par l'Office.

Interface technique APGTC/ONÉ

En ce qui concerne le chevauchement de compétence, problème qui a été soulevé dans le rapport de ce comité et dans celui du Groupe de travail Horte, l'Office a établi des comités techniques conjoints avec l'APGTC pour s'assurer que les réglementations en matière de sécurité et d'exploitation pipelinières sont compatibles et uniformes. L'Office prévoit qu'en résultat, un exploitant éventuel n'aura pas à tenir compte de deux différentes séries de règlements lorsque l'état d'avancement du projet passe de la compétences de l'ONÉ à celle de l'APGTC. De plus, les deux organismes acceptent la distinction physique, en termes de juridiction, entre chaque projet. Les directeurs des deux organismes se rencontrent de temps à autre pour s'assurer qu'il n'existe aucun chevauchement inutile et que des méthodes communes sont utilisées le plus possible.

Les Règles de pratique et de procédure

L'Office normalise et simplifie actuellement ses Règles de pratique et de procédure qui précisent les exigences et les procédures à suivre pour l'étude d'une requête. Une première ébauche des modifications a été diffusée en 1983 auprès de l'industrie et d'autres parties intéressées pour obtenir leurs commentaires. Une deuxième ébauche, fondée sur l'analyse des commentaires reçus, sera distribuée bientôt. Les nouvelles Règles devraient être appliquées avant la fin de cette année.

En ce qui concerne les exigences d'information, l'Office a commencé, il y a environ deux ans, une révision officielle de son annexe aux Règles de pratique et de procédure. Cette annexe précise les renseignements que doit déposer une requérante qui désire obtenir un certificat pour le gaz, le pétrole ou les produits pétroliers. La révision proposée a pour

objectif de réduire la fréquence et le volume de l'information requise par l'Office et le nombre de demandes d'information faites auprès d'une société après le dépôt d'une requête.

À cette fin, l'Office a demandé en juin 1983, aux 41 sociétés pipelinières qui relèvent de sa compétence de faire leurs commentaires sur les révisions et les nouvelles parties proposées de l'annexe. À la suite de la présentation des commentaires par l'industrie, un atelier de deux jours réunissant l'industrie et des employés de l'ONÉ a eu lieu en décembre 1983. Cet atelier a fourni l'occasion à l'industrie et à l'Office d'échanger leurs avis sur les modifications et les additions proposées à l'annexe. D'après les commentaires reçus et les réunions avec l'industrie, une ébauche révisée a été diffusée auprès des sociétés gazières, pétrolières et de produits pipeliniers pour obtenir d'autres commentaires sur les articles qui les touchent.

De plus, l'Office a dernièrement (février 1984) mis toutes les sociétés qui relèvent de sa compétence au courant des procédures d'obtention des exemptions à l'égard des exigences habituelles de dépôt, lorsque les circonstances d'une requête en particulier le demandent. Cela devra permettre aux sociétés de réduire la quantité de renseignements déposés.

Règlements régissant les pipelines à terre

L'Office procède également à la révision de ses règlements relatifs à la sécurité et à la conception des oléoducs et des gazoducs. En avril 1983, l'Office a fait parvenir une lettre à toutes les sociétés pipelinières qui relèvent de sa compétence demandant leurs commentaires sur ces règlements. Toutes les principales sociétés pipelinières avaient répondu à la mi-juillet et on a commencé à apporter des révisions afin de répondre le plus possible aux inquiétudes soulevées par l'industrie. Le personnel de l'Office a également suggéré un certain nombre de modifications pour améliorer et rationaliser les règlements existants en matière de pipelines.

Le processus de révision lui-même est presque totalement terminé et la révision et la correction internes se poursuivront pendant quelque temps pour s'assurer que le nouveau document traite de toutes les inquiétudes qui ont été soulevées. Les révisions à l'ébauche seront transmises à l'industrie pour obtenir d'autres commentaires avant la formulation définitive des nouveaux règlements.

Normes relatives aux pipelines en mer

En avril 1983, le personnel de l'Office a lancé, par l'entremise de l'Association canadienne des normes (ACNOR) la

formation d'un Groupe de travail pour entreprendre la rédaction rapide d'une nouvelle norme relative aux pipelines en mer afin de tenir compte de l'unicité et des exigences de la situation canadienne. L'ébauche de la norme devrait être terminée sous peu. L'Office pourra s'en servir comme base technique à la rédaction de nouveaux règlements relatifs aux pipelines en mer.

Un certain nombre de participants de l'industrie ont participé avec enthousiasme à cet effort, par exemple l'APGTC. À la suite de la première réunion en mai 1983, les participants ont présenté des sections de l'ébauche à l'Office aux fins de collation et de distribution. La première ébauche a été terminée en août 1983. D'autres ébauches de la norme ont été préparées depuis, la dernière a fait l'objet de discussions à une réunion du Groupe de travail les 28 et 29 février 1984.

L'ACNOR a accepté d'adopter cette ébauche à titre de "norme préliminaire". Après un an ou deux de révision critique, la norme relative aux pipelines en mer sera sans doute adoptée à titre de norme technique officielle de l'ACNOR. L'Office continuera à participer de façon très présente au cours des prochaines années, car le Groupe de travail actuel deviendra un sous-comité de l'ACNOR et des représentants du personnel de l'ONÉ continueront à faire partie de cet important groupe de travail.

État des projets de réglementation

Monsieur le Président, votre comité a également mentionné dans son rapport que les ministères publiaient deux fois l'an des États des projets de réglementation pour informer le public des activités de réglementation. Je suis heureux de vous dire que l'Office a commencé à publier un État des projets de réglementation chaque trimestre. Cet État a pour but de fournir un préavis à l'industrie et au public des mesures de réglementation à venir et de fournir des informations sur l'état des audiences en cours. Un exemplaire de notre dernier État des projets de réglementation constitue l'annexe II. J'ajouterais que l'Office publie depuis peu une série de "Bulletins d'information" dans le but d'expliquer au public certaines activités précises de l'Office. Les sujets couverts jusqu'à maintenant comprennent "Les procédures d'approbation du tracé", "Comment intervenir", "Les publications de l'Office" et "La réglementation des droits et des tarifs".

Accord de principe

Le comité du Sénat et le Rapport Horte ont recommandé une forme d'accord de principe de la part du gouvernement dans le cas de grands projets. Cet accord de principe devrait être donné dès les premières étapes d'un projet afin que les promoteurs aient l'occasion de déterminer

si le gouvernement a des objections fondamentales du point de vue de politique ou des répercussions éventuelles sans que les promoteurs aient à faire initialement des dépenses considérables pour les études et la collecte des données.

Même si l'Office pouvait légalement adopter la méthode d'accord de principe, il s'inquiète sérieusement de ce que cette prodécure pourrait ne pas s'avérer pratique et ne pas servir les intérêts de la requérante et des autres parties intéressées. La requérante pourrait courir le risque qu'ayant reçu l'accord de principe et commencé à dépenser l'argent dans l'attente de l'approbation, certaines questions soumises plus tard à l'Office pourraient le faire remettre en question. Du point de vue des intervenants qui s'opposent à une requête, l'accord de principe pourrait, jusqu'à un certain point, faire que la requérante n'aurait plus à prouver la pertinence de sa requête et qu'il reviendrait aux parties qui s'opposent à la requête de prouver que, peu importe l'accord de principe, ce projet ne devrait pas se poursuivre.

Tout bien considéré, quels que soient les attraits apparents de l'accord de principe, de l'avis de l'Office, ceux-ci pourraient être supplantés par le fait que certains croient qu'une telle méthode évite réellement le processus de réglementation, court-circuitant l'évaluation globale de l'Office et sa décision indépendante. De l'avis de l'Office, il y a d'autres façons d'atteindre l'objectif recherché et qui comportent moins de risques de répercussions négatives.

La Loi sur l'ONÉ permet réellement beaucoup de souplesse de procédure et cette souplesse constitue un ingrédient fondamental d'une bonne réglementation. L'Office croit qu'au lieu d'appliquer des procédures et des règles fixes de façon rigide, il vaut mieux adapter le traitement de chaque requête de certificat aux circonstances pertinentes. La Loi, dans sa forme actuelle, devrait le permettre et c'est pourquoi il ne devrait pas être nécessaire d'avoir recours au processus de modification des statuts qui demande beaucoup de temps et qui peut être très difficile.

L'Office continue à consacrer beaucoup d'efforts à la réorganisation de ses méthodes pour tenir compte de la souplesse qu'il considère très importante. Le type de modifications nécessaires n'est pas facile et elles doivent faire l'objet de mûre réflexion avant qu'il soit même possible d'en suggérer l'application. Selon les travaux qu'il a accomplis jusqu'à maintenant, l'Office est d'avis qu'une bonne partie de l'amélioration recherchée peut être effectuée, particulièrement pour les projets de plus grande envergure, en délimitant dès le début les questions soulevées par une requête précise et en prennant connaissance rapidement de ces questions au cours d'une "première phase" de l'audience. Cette première

audience servirait à ajouter ou à enlever des questions, à établir l'ampleur des problèmes soulevés par le traitement de ces questions pour la requérante et les intervenants; cette première phase porterait, au besoin, sur la méthode à utiliser pour l'étude de ces questions au cours de toute phase subséquente de l'audience. L'Office diffuserait un rapport après la première phase, établissant ses conclusions sur l'identification des questions, leur importance et la manière dont elles devraient être traitées ultérieurement si la requérante décide de donner suite à sa requête. Si l'affaire se poursuivait, les phases d'audience seraient adaptées aux questions et à leur importance; l'ordre d'étude des questions aurait pour but de traiter d'abord des questions importantes. L'Office, le cas échéant et s'il est souhaitable de le faire, diffuserait de temps à autre des déclarations sur ses conclusions et ses avis, à mesure du déroulement de l'audience, mais réserverait sa décision d'accorder ou de ne pas accorder un certificat jusqu'à ce que le dossier soit fermé.

Nous espérons que le type de rapport de l'Office dont nous venons de parler pourrait aider la requérante à décider si elle doit poursuivre sa requête, à la lumière des importantes dépenses et des engagements que cela peut impliquer. Le promoteur saura également sur quels domaines porter son attention s'il veut continuer à chercher à obtenir cette approbation. Le Cabinet considérera peut-être le rapport hâtif de l'Office sur ce projet et les principales questions qu'il soulève comme un fondement utile pour déterminer son attitude quant à cette entreprise. Les autres parties éventuellement intéressées considéreront peut-être que le processus d'audience hâtive est utile pour décider quelle position elles prendront dans la préparation effective de leurs interventions. Cette méthode a récemment fait l'objet de discussions avec des requérantes potentielles, comme celles pour Lepreau II, le projet Venture et celui de la Polar Gas. Cette méthode est étudiée plus en détail à l'annexe III - réponse de l'ONÉ au Rapport Horte.

Autres étapes

L'Office a également pris d'autres mesures pour améliorer son processus de réglementation. Nous utilisons beaucoup plus les conférences préalables à l'audience et les employés de l'Office rencontrent des requérantes éventuelles un bon bout de temps avant qu'elles ne présentent leurs requêtes afin de diminuer les renseignements qui manquent aux requêtes au moment du dépôt. Les conférences préalables à l'audience permettent aux avocats de mettre de l'ordre dans les questions afin de les préciser, à l'avantage de toutes les parties concernées. Nous adoptons également une méthode d'audience par phases pour certains grands projets pour qu'un promoteur ne

soit pas obligé de terminer chaque aspect d'une requête relative à un projet avant que nous n'en commencions l'étude.

## 5. Interventions des ministères du gouvernement fédéral aux audiences de l'ONÉ

Les rapports Hastings et Horte contenaient des commentaires relatifs à l'intervention des ministères et des organismes du gouvernement fédéral aux audiences de l'ONÉ. L'Office veut affirmer catégoriquement, comme il le fait depuis plusieurs années, que les ministères du gouvernement fédéral sont toujours les bienvenus à titre d'intervenants. Les ministères et organismes des gouvernements provinciaux interviennent régulièrement aux audiences de l'ONÉ. L'Office a pris des mesures pour s'assurer que les ministères du gouvernement fédéral soient informés qu'il n'existe aucune objection juridique ou de procédure les empêchant d'intervenir au cours de nos audiences, s'ils le désirent.

Comme l'indiquait notre réponse au Rapport Horte (Annexe III), les rapports d'évaluation de l'environnement peuvent être déposés lors des audiences de l'Office. Le ministère de l'Environnement pourrait aussi intervenir. Ainsi l'Office prendrait sa décision à partir des informations les plus complètes possible.

## 6. L'avenir - Réglementation des grands projets

À la lumière des récentes expériences, il semble probable que l'industrie, le gouvernement et les organismes de réglementation seront plus pragmatiques à l'avenir dans leur évaluation de ce que les grands projets énergétiques peuvent accomplir dans ce pays et de ce qu'ils accompliront en fait. Le projet de Norman Wells, par exemple, en donne des signes évidents, car les préposés à la réglementation utilisent un mécanisme de travail pour réduire le chevauchement, ce dont j'ai parlé plus tôt et les travaux se poursuivent en vertu d'un contrat de deux ans ne comportant pas de clauses de grève. Il semble également que les travaux respecteront le budget ou même que le coût sera inférieur aux coûts prévus (grâce, en partie, à la chute des taux d'intérêt l'an dernier). On constate également que les grands projets sont réduits en parties plus faciles à administrer, le cas échéant, et que l'usage de projets pilotes est de plus en plus accepté, afin de mettre les nouvelles technologies à l'essai dans les zones pionnières. Par exemple, certaines propositions existent en vue de produire du pétrole à petite échelle dans la mer de Beaufort; cette production serait reliée au projet de Norman Wells et ces propositions portent également sur un projet de transport de pétrole en quantités relativement petites à partir du gisement Bent Horn de l'extrême Articque. En raison de leur dimension,

ces deux exemples sont de gestion beaucoup plus facile que ne l'étaient les projets proposés il y a quelques années comprenant 20 ou 30 super-pétroliers et des pipelines de grand diamètre. La leçon à en tirer semble être qu'il ne faut pas proposer de projets à grande échelle fondés sur des plans dont la conception n'est pas achevée.

Cette méthode plus pratique est appuyée par des modifications au climat financier; ce dernier se rapproche lentement des paliers de stabilité et de confiance qui pourraient permettre des investissements dans les types de projet qui sont proposés actuellement. De même, les gouvernements réduisent leurs revendications fiscales dans le cas de projets marginalement économiques. On constate une plus grande collaboration entre les gouvernements et les organismes de réglementation. On comprend de plus en plus les avantages et les coûts environnementaux et socio-économiques relatifs aux projets des zones pionnières, grâce à des recherches et à des études constantes et à l'expérience acquise. Les travaux relatifs aux nouvelles technologies et aux nouvelles techniques nécessaires à certains projets des zones pionnières se déroulent également à un rythme raisonnable. J'ai mentionné que l'industrie, le gouvernement et les organismes de réglementation tel que l'ONÉ conçoivent conjointement des normes relatives aux pipelines au large des côtes et que celles-ci pourront être appliquées avant le début de ces travaux au large des côtes.

Il est ainsi évident que ce pragmatisme et cet esprit de collaboration nouveaux, joints à une meilleure compréhension des facteurs environnementaux et socio-économiques, de même que les implications financières et le développement de nouvelles technologies contribuent tous à créer les conditions permettant de lancer des projets énergétiques dans nos zones pionnières.

Quoiqu'il semble que nous sommes en voie de résoudre certains problèmes qui créaient des difficultés pour les projets de grande envergure au cours des dernières années, certains autres problèmes ne peuvent pas être résolus aussi rapidement. Quoique la collaboration entre les divers paliers de gouvernement et ses organismes de réglementation continuent à s'améliorer, elle est cependant toujours fragile et elle peut être victime de développements politiques qui ne sont pas du ressort d'un gouvernement ou d'un organisme précis de réglementation.

La question du partage des recettes entre les gouvernements (fédéral et provinciaux) n'a pas connue de solution définitive et les réclamations concurrentes des gouvernements peuvent poser une menace à la viabilité

économique d'un projet en particulier, surtout ceux qui sont, au mieux, de nature marginale.

La question du financement des importants projets constitue une difficulté qu'on tente activement de régler en ce moment. Comme vous le savez, la construction des parties nordiques du pipeline de la route de l'Alaska est en suspens. Cette situation est attribuable en partie au fait qu'il se soit avéré impossible de financer la construction du réseau en Alaska seulement en se fondant sur la seule sécurité du projet, comme voulaient le faire initialement les promoteurs et, par la suite, parce que ces derniers ne pouvaient pas ou ne voulaient pas y aller de garanties suffisantes pour appuyer le financement. Ce problème n'a pas été simplifié par les taux d'intérêt élevés et l'inflation qui avaient cours récemment, par la grave récession, par l'incertitude entourant l'avenir des prix mondiaux du pétrole et, un peu plus tard, par une diminution importante de la demande de gaz sur les marchés des États-Unis. Il semble évident que des innovations aux méthodes de financement sont nécessaires. L'Office a étudié activement cette question avec l'industrie et les experts financiers de tout le pays. Nous avons participé à un certain nombre de séminaires sur ce sujet ou nous les avons parrainé conjointement et nous nous attendons à ce que les travaux se poursuivent de façon à ce que le financement des importants projets devienne une proposition fiable dans le climat économique d'aujourd'hui. Un financement convenable constitue évidemment une composante vitale de l'évaluation de l'Office, à savoir si un projet est du meilleur intérêt du Canada; c'est une question que nous étudions très attentivement. Les nouvelles propositions et techniques de financement devraient améliorer la viabilité des grands projets des zones pionnières.

À cet égard, une association relative aux grands projets (Major Projects Association) du Royaume-Uni, comprenant des dirigeants du monde des affaires et du gouvernement étudie constamment depuis trois ans les problèmes qui gênent le lancement et la construction des grands projets et la façon de les surmonter. Au Canada, des discussions préliminaires similaires ont lieu depuis quelques mois. Ces discussions seront au centre du débat lors d'une conférence qui aura lieu en juillet afin de déterminer s'il y a lieu de prendre au Canada une initiative semblable à celle du Royaume-Uni.

Au palier fédéral, je crois que le ministère d'État au Développement économique et régional coordonne l'étude de la réglementation des grands projets effectuée par les hauts fonctionnaires.

## 7. Conclusions

Monsieur le Président, j'ai donné à votre intention, les grandes lignes de notre réponse aux principales conclusions de votre rapport, de même qu'à celles du rapport du Groupe de travail Horte en ce qu'elles touchent l'Office national de l'énergie. Je vous ai expliqué les travaux qui sont en cours dans un certain nombre de domaines pour surmonter les problèmes que mentionne votre rapport et pour tenir compte des recommandations de votre comité et du groupe de travail de M. Horte. Je crois que nous avons fait des progrès, mais je reconnais que nous avons encore beaucoup de chemin à parcourir. J'ai également décrit les problèmes qui ont créé des difficultés pour les principaux projets énergétiques dans le passé et je vous ai indiqué dans quel domaine ces problèmes ont été surmontés et quels sont les domaines où nous sommes toujours à la recherche d'une solution.

L'Office est toujours optimiste qu'en ce qui concerne les projets d'exploitation de l'énergie des zones pionnières, malgré les nombreuses difficultés, ces projets pourront avoir une meilleure chance de succès s'ils sont de l'intérêt public au Canada. Votre comité a attiré l'attention sur un certain nombre de questions qui devaient être soumises à notre étude. Grâce en partie à votre apport, l'Office croit que les gouvernements, les organismes de réglementation et l'industrie se trouvent en effet de plus en plus sur la même longueur d'onde.

## RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION À L'ONÉ

### 1. MODIFICATIONS À LA LOI ET AUX RÈGLEMENTS

Voici une description des changements qui ont été apportés en 1983 à la Loi, aux règlements ou règles en vertu desquels fonctionne l'Office.

### MODIFICATIONS À LA LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

#### Projet de Loi C-108

Le projet de Loi C-108 (Loi modifiant la Loi sur l'Office national de l'énergie) a apporté d'importants changements à la Loi sur l'ONÉ. Les articles 1 à 11 et 14 à 31 inclusivement, du projet de Loi C-108 ont été promulgués en juillet 1982 et ont été étudiés dans le rapport annuel de l'an dernier. Les articles 12, 13 et 32 ont été promulgués et sont entrés en vigueur le 1er février 1983.

L'article 32 du projet de Loi C-108 a établi l'article 90.1 de la Loi sur l'ONÉ. En vertu de cet article, le gouverneur en conseil peut désigner par décret l'application "toute installation qui doit être construite et exploitée aux fins de transmission de la force motrice d'un endroit situé dans une province à un autre endroit au Canada situé à l'extérieur de cette province", comme installation à laquelle peut s'appliquer effectivement l'article de la Loi relatif aux lignes internationales de transport d'électricité par décret du gouverneur en conseil. À ce jour, aucune ordonnance de ce genre n'a été faite.

L'article 12 a étendu l'application de la partie de la Loi sur l'ONÉ portant sur les pipelines et les sociétés pipelinières aux lignes internationales de transport d'électricité pour les questions relatives aux emprises et aux terrains, y compris les dispositions d'expropriation de terrains en vue de la construction de ces lignes. Ce changement s'appliquerait également à toutes les installations interprovinciales désignées.

L'article 13 a étendu l'application des dispositions de la partie V de la Loi sur l'ONÉ, à l'exception des articles 63 et 80, aux lignes internationales de transport d'électricité. Auparavant, la partie V ne s'appliquait qu'aux pipelines. Cette modification a eu pour effet d'assujettir les lignes internationales de transport d'électricité aux nouvelles procédures de négociation et d'arbitrage établies par l'adoption, par le projet de Loi C-60.

Projet de Loi C-60

D'autres modifications à la Loi sur l'ONÉ sont intervenues après promulgation, le 1er mars 1983, du projet de Loi C-60, en ce qui concerne les procédures d'expropriation des terrains acquis pour la construction de pipelines et de lignes de transport d'électricité. L'effet du projet de Loi C-60 peut être décrit de la façon suivante.

Lorsqu'une société présente à l'Office pour approbation un plan, un profil et un livre de renvoi, elle doit aussi signifier aux propriétaires touchés qu'elle demande cette approbation. Si l'Office reçoit des objections, il doit tenir une audience publique pour examiner toutes les représentations des propriétaires fonciers afin de déterminer le meilleur tracé possible pour la ligne en question ainsi que le calendrier et la méthode de construction les plus appropriés. Si l'Office ne reçoit pas d'objection dans les délais précisés, il peut immédiatement approuver un plan, un profil et un livre de renvoi. L'Office a aussi le droit d'établir des coûts, notamment les coûts raisonnables engagés par une personne qui a fait une représentation à l'audience publique.

Une société peut acquérir des terrains pour y installer une ligne de transport d'électricité uniquement en conformité avec une entente d'acquisition de terrains ou, en l'absence d'une telle entente, en conformité avec les nouvelles procédures de négociation et d'arbitrage. Ces nouvelles dispositions sont très précises quant aux éléments qui doivent être inclus dans une entente ou dans l'adjudication des coûts. Il existe notamment une exigence de révision de l'entente tous les cinq ans lorsque des paiements annuels ou périodiques sont faits à titre d'indemnisation.

Lorsqu'une société et un propriétaire de terrain ne peuvent se mettre d'accord sur le montant payable soit pour l'indemnisation relative au terrain soit pour les dommages résultant des opérations de la société, l'une ou l'autre partie peut signifier son intention de négocier au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources qui doit à son tour nommer un négociateur.

Si le négociateur ne parvient pas à une entente, ou si les parties désirent s'épargner les délibérations de la négociation, l'une ou l'autre peut immédiatement demander que la question soit tranchée par arbitrage. Ce processus est mené par un comité d'arbitrage nommé par le Ministre. Aucun membre, agent ou employé de l'Office national de l'énergie ne peut être membre d'un comité d'arbitrage. En ce qui concerne les

propriétaires fonciers dont les terres ont été expropriées, l'adjudication des coûts peut prendre la forme soit d'une somme forfaitaire soit de paiements périodiques, et en ce qui concerne les propriétaires fonciers dont les terres sont touchées, de paiements périodiques seulement.

Le projet de Loi a aussi institué une procédure selon laquelle une société peut obtenir une ordonnance lui donnant le droit immédiat de pénétrer sur les terrains dont elle a besoin. Lorsqu'elle demande une telle ordonnance, la société doit aussi le signifier au propriétaire de terrains touché. Celui-ci a alors le droit de faire une représentation à l'Office afin de recevoir une indemnisation préalable et de faire établir cette indemnisation par arbitrage.

Projet de Loi C-87

Le 1er février 1983, le projet de Loi C-87 a été promulgué. Ce projet modifiait la Loi sur l'ONÉ en autorisant le gouverneur en conseil à nommer des membres temporaires de l'Office jusqu'à concurrence de six à tout moment.

MODIFICATIONS AUX RÈGLEMENTS D'APPLICATION DE LA LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)

Ce règlement, qui porte sur l'exportation et l'importation de pétrole, de gaz et sur l'exportation d'électricité, a été modifié plusieurs fois en cours de l'année.

L'ancien article 14 du Règlement qui prévoyait une révision périodique du prix d'exportation du gaz naturel et un redressement à cet effet, a été abrogé. La procédure est maintenant régie par l'article 85 de la Loi sur l'ONÉ.

Les paragraphes 2(1) et 16(4) ont été modifiés pour rendre conforme au Système international d'unités la définition de la puissance électrique et de l'énergie, et pour donner des éclaircissements sur la méthode à employer pour mesurer l'électricité.

Une modification à l'article 27 a éliminé l'exigence de la tenue d'une audience pour la délivrance de licences d'une durée supérieure à un an pour l'exportation de produits pétroliers produits en vertu d'une entente de traitement de pétrole brut importé.

L'article 17 a été modifié pour donner à l'Office le pouvoir d'autoriser ses vérificateurs ou toute autre personne autorisée à pénétrer dans des lieux et à inspecter des dossiers ou de l'équipement relatif à l'importation de pétrole au Canada.

Plusieurs modifications aux articles 24 à 34, inclusivement, ont été apportées pour autoriser des exportations de pétrole par décrets au lieu de licences lorsque du pétrole doit être exporté et importé par la suite, ou lorsque du pétrole doit être exporté conformément à un échange.

Le Règlement de la partie VI a aussi été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous) et par suite de l'interruption du programme de redevances de recouvrement en matière de carburant de soute (voir aussi ci-dessous).

Règlement sur les oléoducs

Une modification à l'article 133 du Règlement sur les oléoducs a délimité les dispositions du Règlement applicables aux nouveaux pipelines à haute pression de vapeur et celles applicables aux pipelines existants à haute pression de vapeur pour lesquels un certificat avait été délivré avant le 1er mai 1983.

Ce règlement a aussi été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous).

Règlement sur les gazoducs

Ce règlement a été modifié afin de redéfinir la définition de gazoduc et d'ajouter un nouvel article qui stipule que le gaz à l'état liquide lors du transport, doit être transporté dans un gazoduc conçu et construit conformément à la partie X du Règlement sur les oléoducs.

Ce règlement a également été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous).

Règlement sur la signification

Ce règlement a été approuvé par le gouverneur en conseil en février 1983. Il s'ajoute aux dispositions de la Loi sur l'ONÉ telle qu'elle a été modifiée par le projet de loi C-60 (voir ci-dessus), et il prévoit la signification autrement que de façon personnelle, d'un avis à un propriétaire foncier.

Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs

Approuvé par le gouverneur en conseil en février 1983, ce règlement entièrement révisé remplace celui qui était entré en vigueur en 1969.

Ce règlement a aussi été modifié par le projet de conservation des dossiers (voir ci-dessous).

Règlement sur les prix d'exportation du gaz

Le gouverneur en conseil a établi en avril le Règlement sur les prix d'exportation du gaz afin de prescrire le prix du gaz naturel exporté aux termes du Règlement (partie VI). Ce nouveau règlement a été une conséquence directe de la déclaration du Ministre en ce qui concerne une réduction du prix du gaz naturel à l'exportation, à compter du 11 avril 1983.

En juillet, le règlement a été modifié afin d'y inclure un Barème de prix incitatifs en fonction du volume (BPIV). Selon ce barème, les exportateurs étaient en mesure de vendre des quantités de gaz naturel en sus des niveaux de base établis, au taux incitatif de 3,17 $ US le gigajoule. Les quantités de base de gaz exporté ont continué d'être vendues au prix uniforme à la frontière. La première période du barème devait s'appliquer du 6 juillet 1983 au 31 octobre 1983.

En octobre, le BPIV a été modifié de nouveau afin d'en prolonger la durée du 1er novembre 1983 au 31 octobre 1984. Ces modifications ont inclus des changements dans la définition de la quantité de base, des changements dans les quantités de base actuelles et dans leur application à certaines licences pour la nouvelle période et plusieurs nouveaux articles qui autoriseraient des exportateurs particuliers à inclure une composante en matière de prix incitatifs pour le gaz exporté au cours de chaque mois.

Projet de conservation des dossiers

En 1982, le Cabinet a établi de nouvelles catégories pour préciser la période pendant laquelle le secteur privé doit conserver certains dossiers, conformément aux lois fédérales. En 1983, six règlements se rapportant à la Loi de l'Office national de l'énergie et à la Loi sur l'administration de l'énergie ont été modifiés en conséquence:

- Règlement sur la conservation des dossiers des compagnies de pipelines

- Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
- Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs
- Règlement sur les gazoducs
- Règlement sur les oléoducs
- Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI)
- Règlement sur la Loi sur l'administration de l'énergie (partie III)

Programme de redevances de recouvrement en matière de carburant de soute

Dans son budget du 19 avril 1983, le ministre des Finances l'honorable Marc Lalonde a annoncé que le programme de redevances de recouvrement en matière de carburant de soute cesserait d'être en vigueur à compter du 1er mai 1983. Les règlements et les décrets ci-après traitant de ce programme ont été approuvés par le gouverneur en conseil à la fin du mois d'avril.

i) Relevant de la Loi sur l'Office national de l'énergie

a) Règlement sur les prix à l'exportation (carburant pour aéronef)

Une modification à ce règlement a aboli le prix minimal à l'exportation pour les carburants d'aviation à compter du 1er mai 1983.

b) Règlement, partie VI

Une modification à ce règlement a aboli l'exigence d'une licence d'exportation pour les carburants acquis au Canada pour la consommation par des aéronefs et navires engagés dans le transport international.

ii) Relevant de la Loi sur l'administration de l'énergie

a) Règlement sur la redevance de recouvrement en matière de carburant marin

Ce règlement applique la partie I.1 de la Loi sur l'administration de l'énergie en ce qui concerne le carburant de soute marin, rétroactivement au 1er mai 1981.

b) Décret d'exemption du carburant marin exporté

Ce décret exempte certaines exportations de carburant de soute marin de redevances de recouvrement en matière de carburant de soute imposées aux termes de la partie I.1 de la Loi sur l'administration de l'énergie, rétroactivement au 1er mai 1981.

c) Décret sur le tarif des redevances sur les carburants destinés au transport et exportés hors du Canada - Modification

Cette modification a aboli la redevance de recouvrement en matière de carburant de soute, à compter du 1er mai 1983.

MODIFICATIONS AU RÈGLEMENT SUR L'ADMINISTRATION DE L'ÉNERGIE

L'Office national de l'énergie est chargé de l'administration des dispositions des parties I, I.1 et III de la Loi sur l'administration de l'énergie. En plus des règlements relevant des articles de la Loi sur l'administration de l'énergie mentionnés ci-dessus (voir le projet de conservation des dossiers et le programme de redevances de recouvrement en matière de carburants de soute), le Règlement sur les prix du gaz naturel a été modifié.

Le Règlement sur les prix du gaz naturel, 1982

Ce règlement qui relève de la partie III de la Loi a été modifié un certain nombre de fois en 1983 pour tenir compte, entre autres, de modifications aux prix payés pour la vente de gaz à l'extérieur de la province productrice, consécutives aux modifications au prix à la "frontière albertaine" et des coûts de transport approuvés par l'Office.

## 2. AUTRES INITIATIVES DE RÉFORME DE LA RÉGLEMENTATION

En 1983, l'Office a pris plusieurs initiatives dans le domaine de la réforme de la réglementation, dont les plus importantes sont les suivantes.

1. Afin de normaliser et de simplifier ses procédures, l'Office envisage le remplacement de ses Règles de pratique et de procédure existantes par de nouvelles Règles de procédure. L'Office a publié une ébauche de ces Règles en juillet afin d'obtenir des commentaires à leur sujet.

L'Office étudie actuellement les commentaires reçus des parties intéressées.

2. L'Office a entrepris la révision de ses procédures concernant les requêtes déposées aux termes des articles 44 et 49 de la Loi sur l'ONÉ, dans le but de normaliser et de clarifier les exigences en matière de renseignements. L'article 44 concerne la délivrance de certificats pour des projets pipeliniers et des lignes de transport d'électricité d'envergure. L'article 49 traite des autorisations pour des installations pipelinières et électriques moins importantes.

L'Office a l'intention de supprimer les lignes directrices établies dans le protocole d'instructions émis en 1963 qui se rapportent au concept de classe A, B et C en matière de construction pipelinière. On propose d'établir la distinction entre les sortes de requêtes en fonction des critères établis dans les articles 44 et 49 de la Loi.

En ce qui concerne les requêtes pipelinières présentées aux termes de l'article 44 de la Loi, l'Office envisage de modifier les parties I et II de l'Annexe des Règles de pratique et de procédure pour les gazoducs et les oléoducs respectivement, afin de tenir compte des pratiques courantes en matière de requêtes.

En ce qui a trait aux requêtes pipelinières présentées aux termes de l'article 49 de la Loi, l'Office a rédigé deux nouvelles parties, soit VIII et IX à l'Annexe des Règles de pratique et de procédure, pour les gazoducs et les oléoducs respectivement, qui précisent les renseignements que doit déposer une réquérante.

Une nouvelle partie X aux Règles de pratique et de procédure a aussi été rédigée afin de tenir compte des renseignements en matière d'emprise que doit déposer une requérante qui présente une demande aux termes des articles 44 et 49 de la Loi.

En juin, l'Office a invité les sociétés pipelinières relevant de sa compétence à présenter des commentaires sur une ébauche des cinq parties citées précédemment. Suite aux commentaires recueillis auprès d'un certain nombre de parties, l'Office a tenu des réunions en décembre avec les sociétés, afin de discuter de leurs suggestions.

3. En septembre, l'Office a organisé une réunion avec les sociétés pipelinières qui relèvent de sa compétence afin d'étudier une ébauche de document préparée par l'Office quant à sa méthode de réglementation des sociétés aux termes de la partie IV de la Loi (droits et tarifs). L'ébauche a été modifiée à la suite des mémoires déposés par ces sociétés.

En novembre, l'ébauche révisée a été envoyée à toutes les parties intéressées qui ont participé aux audiences en matière de droits et de tarifs de l'Office depuis janvier 1981. Des réunions ont eu lieu avec les parties intéressées au début de décembre pour discuter de la question.

4. L'Office a présenté le concept d'une "audience préliminaire", afin de donner aux sociétés l'occasion de discuter de projets importants au moyen d'une évaluation préliminaire.

L'idée qui a donné lieu à cette méthode est une recommandation du rapport du Groupe de travail Horte sur le coût de construction des pipelines, à savoir que les promoteurs aient l'occasion de présenter des projets importants aux fins d'une évaluation préliminaire par l'Office et le gouvernement.

Cette proposition a déjà fait l'objet de discussions avec Mobil Oil Canada Limited, avec la Polar Gas et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, en ce qui a trait au dépôt imminent de requêtes importantes par ces organismes.

5. En octobre, l'Office a envoyé aux sociétés pipelinières sous sa compétence et aux autres parties intéressées, une ébauche du Règlement sur les renseignements se rapportant aux frais de construction et aux droits. Ce règlement précise les renseignements que doivent produire les sociétés qui construisent et exploitent un pipeline et il doit remplacer celui sur les renseignements relatifs aux droits, de même que le Protocole d'instructions de l'Office de 1966.

6. L'Office a entamé une étude du Règlement sur les oléoducs et du Règlement sur les gazoducs dans le but de consolider ces deux règlements.

En avril, l'Office a sollicité des commentaires sur ces règlements auprès des sociétés pipelinières relevant de sa compétence. Les réponses faisaient encore l'objet d'une étude à la fin de l'année.

7. L'Office s'attend que des règlements en matière de sécurité devront être rédigés en ce qui concerne les pipelines au large des côtes. Des représentants de l'Association canadienne de normalisation, de l'Office, de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) et de l'industrie travaillent ensemble à l'élaboration de ces règlements, dont une première ébauche devrait être produite au cours de 1984.

Le personnel de l'Office et de l'APGTC s'assurent en même temps que les règlements en matière de sécurité des deux organismes sont conformes et cohérents.

8. En février 1983, l'Office a proposé des modifications aux renseignements à produire pour les requêtes en vue de l'obtention de certificats et de licences en matière d'électricité. On retrouve actuellement ces renseignements dans la partie III de l'Annexe des Règles de pratique et de procédure et dans la partie VI du Règlement.

Les commentaires des parties font actuellement l'objet d'un examen.

NATIONAL ENERGY BOARD

CANADA

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

# État des projets de réglementation

This document is also available in English

Ce document est également publié en anglais

**Numéro 8** **Contenu** **1er mars 1983**


| | | | |
|---|---|---|---|
| Préface | 1 | Appels | 4 |
| Fonctions de l'Office | 1 | Modifications aux règles | 4 |
| Compétence | 1 | Modifications aux règlements | 5 |
| Récents rapports d'audience | 1 | Procédures de rajustement des droits | 6 |
| Décisions d'audiences en instance | 2 | Prorogation de clauses de temporarisation | 6 |
| Audiences en cours | 2 | Règlement sur les pipelines Offshore | 6 |
| Audiences prévues | 3 | Mise à jour de l'offre et de la demande d'énergie | 6 |
| Requêtes en vue d'audiences | 3 | Rapports et discours disponibles | 6 |
| À venir | 3 | Bulletins d'information | 7 |
| Requêtes sans audience | 4 | Instructions en matière de dépôt | 7 |
| Décisions provisoires en matière de droits | 4 | | |


## Préface

Le présent numéro est le huitième des États des projets de réglementation de l'Office qui sont publiés trimestriellement.

Ces projets de réglementation ont pour but de fournir des avis des mesures de réglementation à venir et des informations sur l'état des délibérations en cours.

## Fonctions de l'Office

L'Office national de l'énergie est une cour d'archives. Ses responsabilités de réglementation portent principalement sur la délivrance de licences d'exportation de pétrole, de produits dérivés, de gaz naturel, de produits dérivés et d'électricité et sur la délivrance de licences d'importation de gaz et de mazout lourd; sur la délivrance de certificats d'exploitation de pipelines interprovinciaux et internationaux et de lignes interprovinciales désignées et internationales de transport d'électricité; sur l'autorisation de croisements de services publics par ces pipelines ou l'inverse; sur le contrôle de la sécurité de ces pipelines et sur la réglementation des droits et tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de la compétence du gouvernement fédéral. De plus, l'Office est chargé de l'application de certains aspects de la Loi sur l'administration de l'énergie et de la Loi sur le pipe-line du Nord.

L'Office conseille également le gouvernement sur toutes les questions d'ordre énergétique.

## Compétence

Sauf mention expresse, la compétence de l'Office s'étend sur tous les points énumérés dans le présent État des projets de réglementation aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, R.S.C. 1970, c. N-6. On peut se procurer une consolidation de la Loi effectuée par l'Office, en date de mars 1983, auprès du Centre d'édition du gouvernement du Canada, ministère des Approvisionnements et Services, Ottawa, K1A 0S9 (prix: 2,75 $ au Canada; 3,30 $ dans les autres pays).

## Récents rapports et décisions à la suite d'audiences

Depuis le dernier numéro de l'État des projets en date du 1er décembre 1983, l'Office a publié le rapport suivant à la suite d'audiences publiques.

1. Gaz Inter-Cité, Inc. (GICQ) - Rapport daté de janvier 1984, publié le 1er février 1984. L'Office a confirmé sa décision du 14 juillet 1983 de ne pas ordonner à la TransCanada PipeLines Limited de fournir la pression maximale admissible de service à la station de comptage de Sabrevois (Québec) pour le gaz naturel livré à Gaz Inter-Cité Québec.

Inc. Il s'agissait de la seconde question à résoudre lors de l'audience tenue en décembre 1983. La première n'a pas encore fait l'objet d'une décision. Voir le point 4 sous la rubrique "Décisions d'audiences en instance").

**Décisions d'audiences en instance**

Une décision est en instance sur les questions suivantes qui ont déjà fait l'objet d'une audience publique:

1 Hydro-Québec - Requête en vue de l'obtention de licences d'exportation de puissance et d'énergie à la New York Power Authority (NYPA), autrefois connue sous le nom de Power Authority of the State of New York (PASNY) et à la Niagara Mohawk Power Corporation.
Ordonnance d'audience EH-1-83.
Entendue à Ottawa du 19 septembre 1983 au 23 septembre 1983 et à Montréal du 25 octobre 1983 au 4 novembre 1983. La décision de l'Office devrait être rendue en mars.

2. Pipe Line Interprovincial Limitée - Requête en vue de l'obtention de nouveaux droits pour un oleoduc
Ordonnance d'audience RH-3-83.
L'audience a lieu à Ottawa du 15 novembre 1983 au 29 novembre 1983. L'Office doit rendre sa décision en mars.

3 TransCanada PipeLines Limited - Enquête sur un accident survenu le 28 septembre 1983 à la station de comptage d'achat de gaz naturel située près de Liebenthal (Saskatchewan), au cours duquel un employé de la TransCanada a été tué et un second, blessé.
Ordonnance d'audience MH-2-83
L'audience a été tenue à Leader (Saskatchewan) les 6 et 7 décembre 1983. Le rapport de l'Office doit être rendu public en mars.

4. Modification au certificat de gazoduc GC-65 - L'Office a, de son propre chef, tenu une audience afin d'examiner s'il était souhaitable de modifier le certificat GC-65 détenu par la société Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. à la lumière des circonstances qui ont changé depuis la délivrance du certificat.
Ordonnance d'audience GH-2-83
L'Office a étudié cette question en janvier lors d'une audience portant sur cette même question et sur une autre. Le règlement de l'autre question fait l'objet du point 1 de la rubrique "Récents rapports et décisions d'audience". La décision de l'Office quant au certificat GC-65 suivra en temps utile.

5. Société Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc Requête en vue de l'obtention de nouveaux droits pour son gazoduc.
Ordonnance d'audience RH-4-83.
L'audience a été tenue à Ottawa, du 11 janvier au 17 février 1984. La décision de l'Office doit être rendue en avril.

**Audiences en cours ou remises**

1. Dome Petroleum Limited - Requête en vue de l'obtention d'un
certificat de commodité et de nécessité publiques pour des installations de fabrication de gaz naturel liquéfié pour exportation au Japon
Ordonnance d'audience GH-1-83.

La phase I de l'audience a eu lieu comme suit:

Richmond, (C.-B.) du 17 au 20 octobre 1983
Prince-Rupert (C.-B.) du 1er au 3 novembre 1983
Ottawa (Ontario) du 16 au 23 novembre 1983

L'Office n'a établi aucune date pour la reprise de l'audience en attendant de recevoir d'autres informations à l'appui de la requête.

2. Projet pilote de l'Arctique et TransCanada PipeLines Limited -
Ordonnance d'audience GH-3-81.
Cette audience est ajournée depuis le 31 août 1983. Dans sa lettre en date du 8 juin 1983, l'Office ordonnait aux promoteurs du PPA de présenter leurs avis avant le 1er décembre 1983 quant à la conduite future des délibérations, en particulier pour établir si les délibérations devraient être arrêtées. Dans leur lettre en date du 17 novembre, les promoteurs ont demandé que les délibérations en restent a leur état actuel. L'Office étudie cette opinion de même que celles des parties intéressées.

3. Pipe Line Interprovincial Limitée - Le canton de Flamborough (Ontario) a demandé à l'Office de réviser une décision autorisant l'Interprovincial à implanter un terminal de propane dans la région de Flamborough. L'Office a décidé de tenir une audience pour recevoir les mémoires des parties intéressées.
Ordonnance d'audience MH-1-83.
L'audience a débuté à Burlington (Ontario) le 16 août 1983 et a été ajournée du 19 août au 28 septembre 1983. L'audience a repris ce jour-là à Flamborough, mais elle a été ajournée une fois de plus et, cette fois, la date de la reprise en sera annoncée plus tard. Ce deuxième ajournement résultait d'une action intentée par le canton de Flamborough, qui désirait obtenir

l'autorisation de faire appel auprès de la Cour d'appel fédérale à la fois quant à la compétence juridique de l'Office sur deux aspects de la question à l'étude et aussi en raison d'une crainte alléguée de partialité de la part d'un membre de l'Office participant à l'audience. Bien que la Cour ait par la suite accordé l'autorisation de faire appel, celui-ci n'a pas encore été entendu.

**Audiences prévues**

Les audiences publiques suivantes devraient débuter aux dates indiquées.

1. British Columbia Hydro and Power Authority - Requête en vue de l'obtention de trois licences d'exportation de puissance et d'énergie vers l'ouest des États-Unis pendant une période de six ans à partir du 1er octobre 1984
   Ordonnance d'audience EH-1-84
   L'audience doit commencer à Vancouver (Colombie-Britannique) le 26 mars 1984
2. St. Lawrence Power Company.
3. Canadian Niagara Power Company
   Requête en vue de l'obtention d'ordonnances d'exportation d'électricité vers l'État de New York.
   Ordonnance d'audience EH-2-84
   L'audience doit commencer à Ottawa le 3 avril 1984. La requête de la St. Lawrence Power sera entendue la première, celle de la Canadian Niagaran en second.
4. Westcoast Transmission Company Limited - Méthode de réglementation des droits. Lors de l'audience tenue par l'Office relativement à la requête sur les droits de 1983 de la Westcoast, l'Office a annoncé qu'il avait l'intention d'examiner au cours d'une audience distincte la méthode fondée sur le coût variable du service utilisée pour réglementer les droits de la société. L'Office a décidé de tenir une audience pour examiner cette question et certaines questions additionnelles relatives aux droits.
   Ordonnance d'audience RH-5-83.
   L'audience doit commencer à Vancouver le 10 avril 1984, mais un avis de motion demandant un ajournement a été déposé. L'argument relatif à la motion sera entendu à Ottawa le 16 février 1984. L'Office a décidé de reporter au 25 septembre 1984 le début de l'audience.
5. Hydro-Québec - Requête en vue de l'obtention d'un certificat de construction d'une ligne internationale de transport d'énergie et de licences d'exportation de puissance au New England Power Pool (NEPOOL).
   Ordonnance d'audience EH-3-84.
   L'audience doit commencer à Montréal (Québec) le 15 mai 1984.
6. TransCanada PipeLines Limited - Requête en vue de l'obtention de nouveaux droits pour ses gazoducs à compter du 1er août 1984
   Ordonnance d'audience RH-1-84.
   L'audience doit commencer à Ottawa le 16 avril 1984.

**Requêtes en vue d'audience**

Les requêtes suivantes ont été déposées auprès de l'Office en vue de la tenue d'une audience, mais aucune date n'a encore été établie:

| Requérante | Date de la requête | Genre de requêtes |
|---|---|---|
| 1. Foothills | le 29 juin 1979 | Certificat pour le raccordement de Dempster |
| 2. Westcoast Transmission Company Ltd | le 20 mai 1983 | Gazoduc jusqu'aux installations de GNL de la Dome |

On peut examiner à la bibliothèque de l'Office les requêtes déposées auprès de celui-ci.

**À venir**

Selon les informations reçues des sociétés, il semble que l'Office étudiera les questions d'importance suivantes au cours des douze prochains mois, surtout au moyen d'audiences publiques.

| Société | Description |
|---|---|
| 1. Westcoast Transmission Company Ltd | Méthode d'établissement des droits |
| 2. TransAlta Utilities Corporation | Exportation de puissance par les installations de la B.C. Hydro |
| 3. TransCanada PipeLines Ltd | Installations de gazoduc |
| 4. Dome Petroleum Limited et Westcoast Transmission Company Ltd. | Droits sur les installations d'exportation de GNL et sur le gazoduc à l'usine de GNL de la Dome |
| 5. Polar Gas Ltd. | Gazoduc du delta du Mackenzie, de la mer de Beaufort et de l'archipel Arctique |
| 6. Mobil Oil Canada Ltd. et Sable Gas System Ltd. | Gazoduc à partir de l'île de Sable et exportation vers les États-Unis |
| 7. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick | Exportation de puissance de la centrale nucléaire proposée Lepreau II |
| 8. Manitoba Hydro | Exportation de puissance à la Northern States Power |

| | | |
|---|---|---|
| 9 | Manitoba Hydro | Exportation de puissance et construction de lignes de puissance internationale aux Dakotas et au Nebraska |
| 10 | Pipeline Trans Nord Inc. | Droits |
| 11 | Westcoast Transmission Company Ltd | Droits |
| 12 | Foothills Pipe Line (Yukon) | Droits |
| 13 | Alberta Natural Gas Company Ltd | Droits |
| 14 | TransMountain Pipe Line Ltd | Droits |
| 15 | TransCanada PipeLines Ltd | Audience sur des questions de répartition des coûts, de calcul des droits et de zonage |

**Requêtes sans audience**

L'Office a été saisi de plusieurs requêtes ne nécessitant pas la tenue d'une audience; il s'agit notamment de requêtes pour l'obtention d'ordonnances autorisant des ajouts mineurs aux réseaux pipeliniers, d'ordonnances de modification de licences d'exportation ou de certificats, d'ordonnances autorisant le rajustement de droits, et de licences et d'ordonnances pour l'exportation de pétrole.

**Décisions provisoires en matière de droits**

L'Office a approuvé les ordonnances provisoires suivantes en matière de droits:

1. Ordonnance n$^{o}$ TOI-1-83 - Pipelines Trans-Nord Inc. - Conformément à une directive de l'Office en date d'octobre 1983, Trans-Nord a demandé une diminution de 5 pour cent de ses droits à compter du 1$^{er}$ decembre 1983. À la fin de novembre, l'Office a decidé de délivrer une ordonnance provisoire en matière de droits autorisant une diminution de 8 pour cent à compter de cette date. La décision finale est différée jusqu'à, entre autres, la résolution des requêtes de Trans-Nord en matière de constructions de classe "B" et "C".
2. Ordonnance n$^{o}$ TOI-2-83 - Pipe Line Interprovincial Limitée(IPL). En septembre, l'IPL a déposé une requête en vue de l'obtention de nouveaux droits à compter du 1$^{er}$ janvier 1984. Cette requête a été entendue au cours d'une audience publique tenue en novembre 1983. Étant donné que l'Office était d'avis qu'une révision des droits de l'IPL pouvait se justifier, mais que sa décision ne serait pas rendue avant le 1$^{er}$ janvier 1984, l'Office a délivré une ordonnance provisoire autorisant l'IPL à continuer à appliquer ses droits actuels jusqu'à ce que la décision soit rendue.

**Appels**

1. La société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) - La TQM a demandé à la Cour d'appel fédérale la permission d'en appeler a) de la décision de l'Office rendue le 29 août 1983 de ne pas réviser la décision rendue à l'égard des droits de la TQM en mai 1983 (ordonnances TG-2-83 et TG-3-83; Motifs de décision de juin 1983) et b) de la décision même rendue en mai 1983. Cet appel est fait en vertu de l'article 18 de la Loi sur l'ONÉ. La TQM a également demandé, en vertu de l'article 28 de la Loi sur la Cour fédérale, de rejeter la décision de l'Office d'août 1983. De plus, la TQM a demandé, conformément aux Règles 1301(3) et 1402 de la Cour, que l'Office fournisse à la Cour des exemplaires de ses notes de service internes et documents de travail de son personnel qui portent sur la requête relative aux droits ainsi que sur la requête en révision. L'Office a refusé de fournir ces renseignements étant donné qu'ils ne font pas partie des dossiers sur lesquels sont fondées les décisions de l'Office, et la TQM a demandé à la Cour son avis à cet égard.
2. PipeLine Interprovincial Limitée - Emplacement d'un terminal de propane à Flamborough (Ontario) Voir le point 3 sous la rubrique "Audiences en cours".

**Modifications aux Règles de pratique et de procédure**

L'Office national de l'énergie songe à effectuer une révision majeure de ses Règles de pratique et de procédure en vue de normaliser et de simplifier les exigences fondamentales de procédure. Une ébauche des Règles ainsi qu'une lettre en date du 7 juillet 1983 a été distribuée auprès du public pour obtenir des commentaires. En raison du grand nombre et de la variété des commentaires que nous avons reçus, il semble probable qu'une deuxième ébauche sera distribuée à la fin du printemps pour obtenir des commentaires avant que les nouveaux règlements ne soient finalisés.

De plus, l'Office revoit actuellement les parties de l'annexe aux Règles qui énumèrent les informations que doivent déposer les requérantes pour obtenir une autorisation relative à des installations de pipelines, comme suit:

| Partie | Nouvelle ou révisée | Instrument demandé | Article de la Loi | Type de canalisation |
|---|---|---|---|---|
| I | Revisee | Certificat | 44 | Gaz |
| II | Revisee | Certificat | 44 | Petrole |
| VIII | Nouveau | Ordonnance | 49 | Gaz |
| IX | Nouveau | Ordonnance | 49 | Petrole |
| X | Nouveau | Certificat ou ordonnance | 44 ou 49 | Gaz ou petrole |

Les commentaires des parties intéressées sur ces exigences révisées ont été reçus et sont à l'étude en ce moment

Dans une lettre datée du 3 janvier 1984, l'Office a rendu publiques ses exigences pour la préparation de plans, de profils et de livres de renvoi pour les lignes de puissance placées sous sa compétence. Cette mesure découle du paragraphe 41 de la Loi sur l'Office national de l'énergie qui applique aux lignes internationales de puissance, l'exigence de déposer des plans, projets et livres de renvoi.

**Modifications aux règlements**

Les modifications aux règlements de l'Office, terminées ou à diverses étapes de préparation, comprennent:

1. Le Règlement sur les oléoducs et le Règlement sur les gazoducs - La révision de ces deux séries de règlements est commencée et, dans sa lettre du 7 avril 1983, l'Office a invité l'industrie à présenter ses commentaires. Ces derniers sont toujours à l'étude. Une nouvelle ébauche doit être distribuée en avril 1984.

2. Règlements sur les renseignements se rapportant aux frais de construction et aux droits - Renseignements que doivent produire les sociétés qui construisent ou exploitent un pipeline. Le règlement révisé, qui doit remplacer celui sur les renseignements relatifs aux droits qui est entré en vigueur le 9 avril 1979, de même que le protocole d'instructions du 21 octobre 1966, ont été rédigés. L'Office, avec sa lettre du 28 octobre 1983, les a fait parvenir aux sociétés pipelinières sous sa compétence et à d'autres parties intéressées afin de recueillir leurs commentaires. Dans une lettre du 3 février 1984, il a reporté au 30 avril 1984 la date limite de réception des commentaires.

3. Règlement de la Partie VI

   a) Modifications à l'article 6 sur les renseignements à produire dans une requête pour l'obtention d'une licence d'exportation d'électricité. Les commentaires des parties intéressées ont été reçus et font l'objet d'un examen.

   b) Modification à l'article 17 pour donner à l'Office le pouvoir d'autoriser ses vérificateurs ou d'autres personnes autorisées à entrer dans des locaux et à inspecter les dossiers ou l'équipement relatifs à l'importation de pétrole au Canada. Le gouverneur en conseil a approuvé cette modification le 22 décembre 1983 par le décret C.P. 1983-4057.

   c) Modifications aux articles 24 à 34, inclusivement, prévoyant l'autorisation des exportations de pétrole par ordonnance plutôt que par licence, lorsque du pétrole doit être exporté et importé par la suite et lorsque du pétrole doit être exporté en vertu d'un échange. Ces modifications ont été approuvées par le gouverneur en conseil le 22 décembre 1983, en vertu du décret C.P. 1983-4063.

4. Règlement sur les prix d'exportation du gaz - Modification autorisant la TransCanada PipeLines Limited à facturer le gaz qu'elle exporte en vertu de la licence GL-38 à l'ANR Pipeline Company conformément au Barème de prix incitatifs en fonction du volume. Cette modification regrouperait aussi en deux entités distinctes les clients à l'exportation de la TransCanada en vertu des licences GL-20 et GL-37 afin de refléter différentes dispositions contractuelles. Cette modification a été approuvée par le gouverneur en conseil le 26 janvier 1984, en vertu du décret C.P. 1984-225.

7. Règlement de la Loi sur l'administration de l'énergie sur les prix du gaz naturel 1981

   a) Modifications aux alinéas 3c) et 3d) découlant de la diminution des droits autorisés pour l'ICG Transmission Holdings Ltd. en vertu de l'ordonnance TG-3-83. Les modifications prévoient des réductions des frais mensuels de demande de la société, pour le gaz naturel transporté par l'ICG pour exportation en vertu des licences GL-28, GL-29 et GL-30. Ces modifications ont été approuvées par le gouverneur en conseil, le 30 novembre 1983, en vertu du décret C.P. 1983-3737.

   b) Modification à l'alinéa 3z) du Règlement, prescrivant le prix du gaz naturel vendu par la TransCanada PipeLines Limited à la Consolidated Natural Gas Limited près de Burstall (Saskatchewan) comme carburant, comme stock en canalisation, et pour d'autres usages. Cette modification a été approuvée par le gouverneur en conseil le 26 janvier 1984 en vertu du décret C.P. 1984-310.

   c) Modification au Règlement reflétant ce qui suit:

      une augmentation du prix à la frontière de l'Alberta à 279,001 cents le gigajoule le 1er février 1984;
      une augmentation des droits que peut exiger la TransCanada PipeLines Limited pour le service DIA par suite de l'augmentation, le 1er février 1984, du prix à la frontière de l'Alberta, et de la réduction à

zéro de la Taxe sur le gaz naturel et les liquides de gaz naturel:
les taux prescrits du service DIA dans les zones de pénétration sur le marché de la zone de l'Est.

Cette modification a été approuvée par le gouverneur en conseil le 26 janvier 1984 en vertu du décret C.P. 1984-226.

6. Règlement de la partie I de la Loi sur l'administration de l'énergie

a) Modification aux alinéas 3(1)c) et d) prévoyant, entre autres, une redevance d'exportation sur l'asphalte. Cette modification a été approuvée par le gouverneur en conseil le 22 décembre 1983 en vertu du décret C.P. 1983-4063.

b) Modification aux articles 9 à 12 inclusivement, portant sur la méthode de calcul de la part des recettes provenant des redevances d'exportation sur le pétrole brut qui doivent être versées aux provinces productrices, et prévoyant une limite de deux ans pour les rajustements des versements passés.

**Procédures de rajustements des droits**

Le 17 août 1982, une ébauche d'ordonnance d'établissement de procédures révisées ne nécessitant pas d'audience pour des requêtes courantes de rajustement des droits a été diffusée auprès des parties intéressées afin d'obtenir leurs commentaires. Ceux-ci ont été reçus en octobre 1982. L'étude de ces procédures a été reportée en attendant la revision complète des Règles de pratique et de procédure existantes de l'Office. Entre-temps, la Pipe Line Interprovincial Limitée, la Cochin Pipe Lines Ltd., la Trans Mountain Pipe Line Ltd. et les Pipelines Trans Nord Inc. suivent les procédures de rajustement des droits données en détail dans les ordonnances de l'Office TO-3-80 et TO-4-80.

***Lignes directrices pour le Règlement sur les droits et tarifs***

En septembre l'Office a tenu avec l'industrie pipelinière et avec l'Association pétrolière du Canada une réunion au cours de laquelle il a invité les participants à formuler leurs commentaires au sujet de l'ébauche d'un document intitulé: "Réglementation des droits et des tarifs en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONE."

Après réception des commentaires sur cette ébauche, une ébauche revisée a été envoyée à toutes les parties intéressées aux droits. L'Office s'est inspiré des commentaires reçus pour réviser les Lignes directrices et il vient de publier le document définitif.

Les lignes directrices sont rédigées de façon à informer et à guider les parties en matière de réglementation des droits et tarifs prévus par la partie IV de la Loi sur l'ONÉ.

**Prorogation des clauses de temporisation contenues dans les licences relatives au gaz**

Au début de 1983, l'Office a délivré un certain nombre de nouvelles licences d'exportation de gaz contenant une clause de "temporisation" obligeant l'exportateur à prouver qu'il a, avant le 31 janvier 1984, obtenu des organismes américains de réglementation l'autorisation d'importer le gaz en question. En janvier 1984, l'Office a prolongé d'un an, dans la plupart des cas, l'application de cette disposition de temporarisation, certaines sociétés étant, sur leur demande, limitées à des périodes plus courtes.

**Règlement sur les pipelines offshore**

Un groupe de travail composé de représentants de l'Association canadienne de normalisation, de l'Office national de l'énergie et de l'industrie a été créé afin de rédiger des normes pour les futurs pipelines offshore canadiens. L'Office doit diffuser une ébauche initiale aux parties intéressées au printemps de 1984 pour recueillir leurs commentaires.

**Mise à jour de l'ONÉ de l'offre et de la demande d'énergie, de 1983 à 2005**

Le 17 octobre 1983, l'Office a annoncé que son personnel entreprendrait la mise à jour des prévisions relatives à l'offre et à la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2005. Les résultats devraient en être publiés au début de l'été. Les parties qui seraient intéressées à y participer ont été invitées par lettre à présenter, vers le milieu de janvier 1984, leur évaluation à l'évolution future de l'offre et de la demande d'énergie et leur avis sur les facteurs qui pourraient influencer les résultats. Au total, 50 mémoires ont été reçus jusqu'à présent. On peut les consulter à la bibliothèque de l'ONÉ à Ottawa et au bureau de l'ONÉ à Calgary.

**Rapports et discours disponibles**

1. Atelier sur l'analyse des avantages et des coûts dans une économie énergétique - Délibérations d'un séminaire parrainé conjointement par l'Institut canadien de recherches en énergie et l'Office national de l'énergie, en juin 1983. Ce rapport a été publié en février 1984.

2. "Réponse aux recommandations contenues dans le rapport du Groupe de travail sur les coûts de la construction des pipelines".- Document préparé

par l'Office national de l'énergie en novembre 1983 après examen des recommandations contenues dans le Rapport Horte publié en septembre 1983. Ce document décrit en détail les commentaires de l'Office sur chacune des recommandations faites par le groupe de travail.

3. "Considérations régissant l'exportation du gaz naturel canadien", allocution de M. C. Geoffrey Edge, président de l'Office national de l'énergie lors d'une conférence parrainée par Platt's Oilgram News, à Vancouver (C.-B.), le 13 décembre 1983.

**Bulletins d'information**

En septembre 1983, l'Office a commencé à publier une série de bulletins d'information. Depuis la publication du dernier État des projets de réglementation le 1er décembre 1983, l'Office a publié les deux bulletins suivants :

1. "Bulletin d'information 4 : Comment intervenir". Ce bulletin décrit la façon de participer au processus d'audience. Janvier 1984.

2. "Bulletin d'information 5 : Les publications de l'Office". Ce bulletin décrit les diverses publications de l'Office et la façon de les obtenir. Février 1984.

Renseignements, veuillez vous adresser à :
Ann Sicotte, Chef
Services d'information
(613) 593-6936

**Instructions pour le dépôt de documents**

Toute la correspondance destinée à l'Office doit être adressée au Secrétaire, Office national de l'énergie, 473, rue Albert, Ottawa, K1A 0E5. (Télex : NEB OTT) 053-3791; Télécopieur : (613) 992-0129)

L'annexe I donne le nombre d'exemplaires requis en fonction des divers types de requêtes.

Si vous n'êtes pas déjà sur les listes de destinataires de l'Office et que vous désirez y figurer, veuillez écrire au Secrétaire de l'Office en indiquant votre adresse postale ainsi que le type de document que vous aimeriez recevoir. (Les publications de l'Office et les listes de destinataires sont étudiées dans le bulletin d'information nº 5)

Quant à ceux qui figurent déjà sur les listes de destinataires de l'Office, veuillez avertir de tout changement d'adresse. Veuillez aussi informer le Secrétaire si vous avez un numéro de télex ou de télécopieur ou si ce numéro a changé.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
Pour Le Secrétaire

G. Yorke Slader

## INSTRUCTIONS POUR LE DÉPÔT DE DOCUMENTS AUPRÈS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Les requérants sont priés de fournir le nombre suivant d'exemplaires de leurs requêtes ou des autres documents qu'ils déposent auprès de l'Office national de l'énergie. Pour les questions qui ne sont pas énumérées ci-dessous, un seul exemplaire est suffisant. La présente remplace les instructions données dans l'État des projets de réglementation de décembre 1982.

| **Genre de requête ou de document déposé** | **Nombre d'exemplaires** |
|---|---|
| **a) En cas d'audience** | |
| Certificats | |
| pipeline | 35 |
| ligne de transport de puissance | 35 |
| Licences d'exportation | |
| gaz naturel | 35 |
| pétrole (à long terme) | 30 |
| électricité | 30 |
| Droits | 35 |
| Acquisition de terrains | 15 |
| **b) Sans audience** | |
| i) **Gaz naturel: Exportations et tarification** | |
| Ordonnances | 25 |
| Modifications de licences | 15 |
| Modifications contractuelles | 10 |
| Modifications aux prix approuvés ou prescrits | 10 |
| Abrogation de licences | 15 |
| ii) **Exportations d'électricité** | |
| Ordonnances | 15 |
| Modification de licences | 10 |
| Abrogations de licences | 10 |
| iii) **Droits** | |
| Rajustements des classes I et II | 20 |
| Ordonnances provisoires | 20 |
| Budgets d'exploitation et d'entretien | 20 |
| Modifications des taux de dépréciation | 20 |
| Rapports trimestriels de surveillance | 20 |
| Tarifs nouveaux ou modifiés | 20 |
| Contrats de vente de gaz canadien et modifications | 10 |
| Modifications aux ordonnances tarifaires | 20 |
| iv) **Pipelines et lignes de transport de puissance** | |
| Ordonnances d'exemption pour les lignes de transport de puissance | 15 |
| Ordonnances d'exemption pour pipelines (Classes B et C) | 20 |
| Modifications de certificats | 20 |
| Abrogation de certificats | 20 |
| Autorisations de vente ou de transfert | 20 |
| Rapports d'accidents | 6 |
| v) **Autres** | |
| Requêtes en révision | 30 |

Le nombre d'exemplaires d'interventions ou de mémoires à fournir en réponse à des requêtes sera précisé dans l'ordonnance d'audience applicable. Les particuliers qui trouveraient que la fourniture d'exemplaires multiples est une charge financière excessive peuvent déposer un seul exemplaire, en demandant d'être exemptés d'avoir à déposer plusieurs exemplaires.

Toute la correspondance destinée à l'Office doit être adressée au Secrétaire, Office national de l'énergie, 473, rue Albert, Ottawa, K1A 0E5. (Télex: (NEB OTT) 053-3791; Télécopieur: (613) 992-0129).

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, OTTAWA, CANADA

# COMMUNIQUÉ

83/66
POUR DIFFUSION IMMÉDIATE
le 26 septembre 1983

## L'ONÉ PUBLIE SES COMMENTAIRES SUR LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL HORTE

OTTAWA - L'Office national de l'énergie a aujourd'hui appuyé fortement la portée générale du rapport du groupe de travail Horte, publié jeudi dernier, quant aux façons de ralentir l'augmentation rapide depuis quelque temps des coûts de construction pipelinière.

Les commentaires de l'Office traduisent l'intérêt spécial qu'il porte au Groupe de travail, établi en décembre 1982 par le ministre de l'Energie, Jean Chrétien sous la direction de M. V.L. Horte. Ce groupe de travail avait pour mandat d'étudier des façons de résoudre les problèmes cernés dans une étude effectuée par le personnel de l'ONE et publiée en juin dernier sur les coûts passés et à venir de la construction de pipelines entre 1975 et 1985.

Le Président de l'Office, M. C. Geoffrey Edge a indiqué qu'un examen préliminaire du rapport du Groupe de travail démontrait que les recommandations constituaient un fondement très constructif en vue de l'élimination ou de la réduction au minimum des pressions relatives aux coûts auxquelles doit faire face l'industrie. M. Edge a ajouté que l'Office améliore d'ores et déjà son processus de réglementation et qu'il applique immédiatement plusieurs recommandations de M. Horte. Les plans d'incitation et l'évaluation préliminaire des requêtes constituent un sujet complexe et exigent une étude approfondie, mais l'Office est certain d'atteindre l'objet visé par le rapport.

Le rapport présenté par M. Horte a établi cinq principales causes de la récente augmentation sensible des coûts de construction pipelinière. Ce sont: les retards du début de la construction; les retards en cours de construction; les contraintes imposées aux ressources financières et humaines lors de périodes intensives de construction de pipelines, les problèmes au niveau des entrepreneurs et de la main-d'oeuvre et l'absence de stimulants suffisants incitant les propriétaires et les entrepreneurs à contrôler les coûts.

Canada

- Le 8 juin, l'Office invitait le public à présenter ses commentaires sur les révisions proposées aux exigences de renseignements pour les requêtes présentées en vertu de la Partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'Office étudie ces commentaires avant de mettre la dernière main aux exigences d'information.

- Le 7 juillet, l'Office publiait une ébauche des Règles et pratique et de procédure pour obtenir des commentaires du public. Cette ébauche constitue une révision complète des Règles de pratique et de procédure. La date limite de réception des commentaires du public est le 30 septembre 1983.

Retards en cours de construction

Quoique le rapport établisse comme l'une des principales cause des retards en cours de construction, les arrêts de travail, il rejette aussi une partie du blâme sur les conflits et les méprises entre les surveillants et les inspecteurs agissant au nom du propriétaire du pipeline, d'une part et les inspecteurs représentant l'ONE et d'autres organismes fédéraux et provinciaux, d'autre part.

L'Office est fort sensible à ces préoccupations et, en grande partie, il s'est limité, dans son rôle d'inspecteur sur les lieux, à vérifier le rendement pour s'assurer de sa conformité aux modalités pertinentes, comme le recommande le Groupe de travail. Dans certaines circonstances, toutefois, lorsque la construction entre dans une phase particulièrement critique, par exemple, il est impossible de se soustraire à la surveillance accrue des inspecteurs de l'ONE. Mais, contrairement aux allégations contenues dans le rapport, l'Office est convaincu que les faits démontrent qu'il est en mesure de régler les problèmes critiques imprévus de la construction, problèmes qui se posent sur place, de temps à autre.

Le contrôle des coûts pipeliniers

Le Groupe de travail a recommandé, en plus d'autres mesures, que l'Office prenne des dispositions spéciales en vue d'abord de rendre plus facile pour les sociétés pipelinières, d'éviter des dépenses inutilement lourdes au cours de la phase de requête et ensuite de les inciter à diminuer les coûts de construction.

Le rapport propose, entre autres que:

- la Loi sur l'Office national de l'énergie soit modifiée pour permettre à l'ONE et au gouverneur en conseil de déterminer dès le départ si un projet pipelinier semble réalisable à partir d'informations plus réduites que celles qui seraient requises pour une audience complète sur toutes les questions pertinentes;

L'Office n'est pas d'accord avec la conclusion du rapport, à savoir que les autorités fédérales devaient porter une partie de la responsabilité pour les retards considérables et les augmentations importantes du coût des travaux du gazoduc de la société Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. De l'avis de l'Office, le processus d'audience menant à l'approbation du certificat pour les travaux a été mené aussi rapidement que possible, compte tenu de la complexité des questions et du grand nombre de parties qui sont intervenues dans cette affaire.

Conclusion

En résumé, l'Office appuie résolument les conclusions générales du rapport Horte. L'Office est à réviser son rôle et ses responsabilités dans le ralentissement des coûts de construction pipelinière.

- 30 -

Renseignements: Ann Sicotte
(613) 593-6936

OFFICE OF THE CHAIRMAN

BUREAU DU PRÉSIDENT

CANADA

NATIONAL ENERGY BOARD
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

N° de dossier: 1067-35
Le 3 novembre 1983

L'Honorable Jean Chrétien, C.P., député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
580, rue Booth
21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

OBJET: RECOMMANDATIONS DU RAPPORT HORTE

Monsieur,

Suite à votre lettre du 22 septembre 1983, l'Office a examiné les nombreuses recommandations contenues dans le Rapport du Groupe de travail Horte et, plus précisément, celles qui relèvent de la compétence de l'Office. Veuillez trouver ci-joint un document décrivant en détail les commentaires de l'Office sur chacune des recommandations faites par le Groupe de travail. Permettez-moi de vous faire remarquer que l'Office a déjà répondu aux recommandations du Rapport Horte en en donnant une évaluation préliminaire dans une lettre qui vous a été adressée le 2 novembre 1983.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes meilleurs sentiments.

C. Geoffrey Edge

P.J.

c.c. M. P. Tellier
M. E. Goldenberg

Canada

OTTAWA, K1A 0E5

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

# RÉPONSE AUX RECOMMANDATIONS CONTENUES DANS LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL SUR LE COÛT DE LA CONSTRUCTION DES PIPE-LINES

NOVEMBRE 1983

# Office national de l'énergie
# Réponse aux recommandations contenues dans le Rapport du Groupe de travail sur le coût de la construction des pipe-lines


| | | Page |
|---|---|---|
| A. | RETARDS DE MISE EN CHANTIER | 1 |
| | 1. Dépôt des requêtes | 1 |
| | 2. Enquête sur les Règles de pratique et de procédure et sur les règlements de l'ONÉ | 2 |
| | 3. Entretiens préalables aux requêtes entre les promoteurs et les cadres supérieurs de l'ONÉ | 3 |
| | 4. Usage accru des conférences avant et après l'audition de la requête | 4 |
| | 5. Administration du pipe-line du Nord | 5 |
| | 6. Répétition des tâches du BFEEE et de l'ONÉ | 6 |
| | 7. Premiers contacts des requérantes avec les gouvernements provinciaux et territoriaux | 7 |
| | 8. Organismes provinciaux et territoriaux de coordination jouant le rôle unique point de contact | 8 |
| | 9. Intervention des gouvernements territoriaux dans le processus de l'ONÉ | 9 |
| | 10. Compétence de l'ONÉ et de l'APGTC | 10 |
| B. | RETARDS DURANT LES TRAVAUX | |
| | 1. Responsabilité de la société quant à l'inspection de la qualité des travaux de construction | 11 |
| | 2. Rôle de l'ONÉ dans l'inspection des chantiers | 12 |
| C. | DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES DE CONSTRUCTION | 14 |
| D. | PROBLÈMES ENTREPRENEURS-OUVRIERS | 15 |

| | | Page |
|---|---|---|
| E. | CONTRÔLE DES COÛTS - SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES | 16 |
| | 1. Stimulants pour le contrôle des coûts de construction | 16 |
| | 2. Décision provisoire et approbation du second devis estimatif | 17 |
| | 3. Recours plus fréquents aux contrats de remboursement des coûts | 18 |
| | 4. Contenu canadien et concurrence des fournisseurs étrangers | 19 |
| | 5. Évaluation préliminaire | 20 |
| F. | AUTRES CONCLUSIONS | 22 |
| | 1. Dépassements de coûts de la TQM | 22 |
| | 2. Progrès technologiques | 24 |

Annexe A - Activités connexes à la partie III

Annexe B - Lettre de M. G. Yorke Slader à M. Raymond M. Robinson, en date du 6 mai 1983

Annece C - Lettre de M. C.G. Edge à M. J. Gérin, en date du 22 juillet 1983

Annexe D - Lettre de M. C.G. Edge au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources en date du 2 novembre 1983

## A. RETARDS DE MISE EN CHANTIER

### A.1 Dépôt des requêtes

Recommandation du Groupe de travail

"Les propriétaires devraient présenter leurs demandes à l'Office assez tôt pour que le processus d'approbation puisse être mené à bonne fin dans un délai qui permette de commencer les travaux aux dates prévues." (Page 8). ..."En ce qui concerne les agrandissements ordinaires de réseaux existants, le Groupe de travail estime que les retards résultent souvent du désir du propriétaire et de l'organisme de réglementation de faire coïncider trop exactement l'entrée en service des nouveaux segments avec le débit prévu. La tendance est de retarder les demandes et les approbations jusqu'à ce que la demande anticipée soit déterminée par contrat. L'avantage de cette exactitude doit être jugé en fonction des coûts occasionnés par les retards éventuels de la construction. Toute surcapacité mineure qui pourrait découler d'une exactitude moindre serait probablement temporaire de toute façon." (Page 28) ..."Pour éviter les retards dans l'approbation des demandes d'agrandissements ordinaires des installations, nécessaires pour répondre à la croissance normale du marché, les demandes devraient être déposées et approuvées en temps volu, même en l'absence d'un engagement contractuel correspondant entièrement à la croissance de la demande prévue." (Page 31).

Point de vue de l'Office

L'Office convient que les propriétaires devraient présenter leurs requêtes assez tôt pour que le processus d'approbation puisse être mené à bonne fin dans un délai qui permette de commencer les travaux aux dates prévues. En ce qui concerne les agrandissements ordinaires d'installations nécessaires pour répondre à la croissance normale du marché, l'Office a pour politique d'exiger que les requérantes lui fournissent des renseignements sur la demande du marché prévue par la société requérante pour qu'il les examine. L'Office n'a pas pour politique d'exiger que la croissance prévue corresponde entièrement à l'engagement contractuel.

A.2 Enquête sur les Règles de pratique et de procédure et sur les règlements de l'ONÉ

Recommandation du Groupe de travail

"Il faudrait procéder à une enquête approfondie et critique sur la quantité des données actuellement exigées pour une demande d'approbation et sur l'utilité des règlements actuels de l'Office concernant les oléoducs et les gazoducs. Le Groupe de travail est heureux de signaler que, dans une lettre datée du 7 avril 1983, l'Office a invité toutes les sociétés pipelinières relevant de sa compétence à lui présenter par écrit leurs observations sur les règlements actuels ainsi que sur ses Règles de pratique et de procédure relatives aux articles 44 et 49 de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Le Groupe de travail recommande à l'industrie de répondre à cette invitation par des observations mûrement réfléchies. Après réception de ces réponses écrites, il devrait y avoir des réunions entre l'Office, des cadres supérieurs en vue de permettre un échange complet d'idées et d'aboutir à des solutions applicables, en ce qui concerne tant la quantité des données devant accompagner les demandes d'approbation que la nature et l'ampleur des modifications à apporter aux règlements de l'Office concernant les oléoducs et les gazoducs." (Pages 8-9).

Point de vue de l'Office

L'Office est d'accord que les données qu'il demande doivent être révisées de temps en temps pour s'assurer qu'elles conviennent à toutes les circonstances. À cet effet, diverses activités relatives aux exigences réglementaires prévues par la partie III de la Loi sur l'ONÉ ont été entamées par l'Office. Un rapport sur l'état d'avancement de ces activités est donné à l'annexe A.

A.3 Entretiens préalables aux requêtes entre les promoteurs et les cadres supérieurs de l'ONÉ

Recommandation du Groupe de travail

"L'Office devrait mettre ses cadres supérieurs à la disposition des promoteurs de pipe-lines pour discuter avec eux les projets de demande ou la version préliminaire des demandes avant même leur dépôt, afin d'assurer, dans la mesure du possible, que la demande déposée est raisonnablement complète, sans lacunes et apte à subir un examen public. Il y aurait lieu d'encourager l'industrie à profiter des conseils et des connaissances techniques de ces cadres, en particulier dans le cas des projets de grands pipe-lines." (Page 9).

Point de vue de l'Office

L'Office convient que les conseils donnés par les cadres supérieurs de l'ONÉ avant le dépôt d'une requête aident les sociétés à déposer des requêtes complètes. L'Office a toujours pratiqué cette politique et son personnel continuera à donner des conseils en ce qui concerne la nature et le calendrier des formalités administratives de l'Office ainsi que le genre de renseignements nécessaires à chaque étape du processus. Il incombe cependant à la requérante de formuler le contenu particulier de sa demande.

A.4 Usage accru des conférences avant et pendant l'audition de la requête

Recommandation du Groupe de travail

Le Rapport du Groupe de travail fait remarquer que l'Office utilise les conférences tenues avant les audiences pour résoudre des questions de procédure et il recommande ce qui suit:

"Certes, ces conférences sont utiles et doivent être maintenues, mais le Groupe de travail estime qu'il faudrait les élargir pour permettre aux requérantes et aux intervenants de rencontrer le procureur ou d'autres cadres supérieurs de l'Office avant l'audition de la demande. Cela pourrait faciliter la formulation et la simplification des questions soulevées par la demande, l'explication de la teneur de la demande et des mémoires qui l'accompagnent, au profit des parties intéressées, la recherche d'un accord éventuel sur des points concrets et, d'une façon générale, toutes les mesures raisonnables propres à promouvoir l'efficacité maximale du processus d'audition, compte tenu des droits des participants.

Le Groupe de travail croit également qu'on pourrait grandement accélérer le processuus d'audition en discutant à fond et en arrêtant, à titre hautement prioritaire, au cours des conférences préalables à l'audition, un calendrier de procédure dont l'Office et toutes les parties s'engageraient à respecter les modalités sans réserves et le plus rigoureusement possible.

Le Groupe de travail estime qu'il vaudrait la peine de convoquer, pendant le processus d'audition même, quand des difficultés surgissent dans des domaines très spécialisés, une conférence technique pour permettre aux parties d'examiner informellement la difficulté, afin d'arriver à mieux voir les questions en litige et la preuve à présenter. Cette façon de procéder pourrait entraîner une plus grande efficacité en abrégeant et en étoffant les contre-interrogatoires, ce qui raccourcirait la durée du processus d'audition." (Pages 61 et 62).

Point de vue de l'Office

L'Office se réjouit que le Rapport du Groupe de travail reconnaisse la valeur des conférences tenues avant l'audition des requêtes du fait qu'elles permettent de résoudre des questions de procédure associées aux audiences publiques. L'Office a l'intention de continuer à tenir ce genre de conférences. L'Office prend note de la suggestion que ces conférences soient aussi utilisées pour résoudre d'importantes questions techniques. L'Office a l'intention d'étudier avec les parties, en cas de besoin, la possibilité de recourir à des conférences techniques comme le suggère le Rapport du Groupe de travail.

A.5 Administration du pipe-line du Nord

Recommandation du Groupe de travail

"Il ne faudrait pas créer d'autres organismes spéciaux du genre de l'APN. L'Office possède les connaissances techniques et l'expérience voulues en matière de réglementation et il est nettement conforme au bien public que soit mise à profit le plus largement possible la compétence technique qu'il a acquise." (Page 9)

Point de vue de l'Office

L'Office est d'accord avec la conclusion du Groupe de travail selon laquelle les connaissances et l'expérience en matière de réglementation s'acquièrent à la longue et accroissent en fin de compte l'efficacité de la réglementation. L'ONÉ possède justement ces connaissances et cette expérience. Comme il l'a indiqué dans un mémoire rédigé en septembre 1982 à l'intention du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, l'Office reconnaît qu'on pourrait apporter une contribution importante en nommant un agent fédéral, bénéficiant de l'autorité ministérelle nécessaire, pour accélérer et faciliter la mise en vigueur d'importants projets complexes en coordonnant les activités de tous les organismes fédéraux participants et en collaborant étroitement avec les autorités provinciales et territoriales.

A.6 Répétition des tâches du BFEEE et de l'ONÉ

Recommandation du Groupe de travail

"Le Processus d'examen des évaluations environnementales (PEEE) administré par le BFEEE ne devrait pas être appliqué aux installations de pipe-lines qui relèvent de la compétence de l'Office en matière de certification et de réglementation. Les questions environnementales ou socio-économiques peuvent être pleinement traitées par l'Office aux termes du mandat que lui confère actuellement la loi, en particulier si ce traitement est coordonné avec le MAINC et les gouvernements des territoires. Le recours au Processus d'examen des évaluations environnementales pour les projets réglementés par l'Office est une répétition inutile qui entraîne des coûts superflus." (Page 9).

Point de vue de l'Officje

L'Office convient que, dans les circonstances actuelles, certaines questions considérées par l'Office et par le BFEEE donnent lieu à des chevauchements et à une répétition inutiles des tâches. Il pourrait en résulter des coûts accrus, des retards inutiles, une incertitude quant au processus de réglementation, et l'avortement d'importants projets énergétiques. L'Office a étudié avec le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales et avec le ministère de l'Environnement les moyens d'éliminer les chevauchemets et répétitions inutiles. À cet égard, consulter les lettres ci-jointes de M. G. Yorke Slader à M. Raymond M. Robinson, datée du 6 mai 1983 (annexe B), et de M. C.G. Edge à M. J. Gérin, datée du 22 juillet 1983 (annexe C). Cependant, l'Office prend note du bien-fondé des observations du Rapport du Groupe de travail qui mettent en doute le besoin de recourir à deux processus distincts, alors qu'il existe une instance qui pemet d'examiner, et examine réellement, tous les aspects d'un projet particulier, par l'entremise du processus d'audience publique.

A.7 Premiers contacts des requérantes avec les gouvernements provinciaux et territoriaux

Recommandation du Groupe de travail

"Il y aurait lieu d'encourager les promoteurs de pipe-lines à entrer en contact dès que possible avec les gouvernements provinciaux et territoriaux pour se mettre au courant des exigences provinciales et y satisfaire avant les audiences de l'Office, dans la mesure du possible. Quand un promoteur peut démontrer qu'il possède toutes les approbations provinciales requises et qu'il satisfait à toutes les exigences provinciales pertinentes, le processus de l'Office peut avancer avec le minimum d'incertitude et plus de rapidité et d'efficacité. Le projet de la TQM est un exemple des retards et des coûts que peut occasionner le fait de ne pas avoir bien pris connnaissance des exigences législatives et réglementaires de la province et de ne pas y avoir satisfait avant de s'engager dans le processus d'audition de l'Office." (Page 9).

Poit de vue de l'Office

L'Office est d'accord avec le Groupe de travail que le fait d'entrer en contact dès que possible avec les gouvernements provinciaux et territoriaux pourrait occasionner d'importantes économies de temps et d'argent dans la construction de pipe-lines.

Dans le cas du projet de la TQM, l'Office avait initialement délivré un certificat pour un gazoduc qui suivait un tracé donné. Il s'est écoulé presque une année entre la date de délivrance du certificat de commodité et de nécessité publiques et le moment où les promoteurs de la TQM se sont à nouveau présentés devant l'Office avec un tracé révisé qui satisfaisait aux exigences provinciales. Il faut cependant signaler que les exigences du gouvernement du Québec en matière de tracé venaient tout juste d'entrer en vigueur au moment de l'audience initiale sur le gaz de l'Est.

A.8 Organismes provinciaux et territoriaux de coordination jouant le rôle d'unique point de contact

Recommandation du Groupe de travail

"Il y aurait lieu d'encourager les gouvernements provinciaux et territoriaux qui ne l'ont pas encore fait à mettre sur pied des organismes de coordination à un seul créneau pour aider les promoteurs de pipe-lines soumis à la réglementation fédérale à obtenir les approbations provinciales nécessaires. Il faudrait également les encourager à discuter avec les cadres de l'Office, des projets soumis à la réglementation fédérale, avant le dépôt de la demande et les audiences, pour assurer que leurs préoccupations seront prises en compte et traitées de façon satisfaisante le plus tôt possible durant le processus. Il faudrait encourager les provinces à participer, au besoin, au processus. Il faudrait encourager les provinces à participer, au besoin, au processus d'audition de l'Office comme parties intervenantes, pour attirer l'attention de l'instance de réglementation sur leurs priorités et leurs objectifs, afin qu'il en soit tenu compte durant le processus de prise de décision." (Page 9).

Point de vue de l'Office

L'Office est d'accord avec le Groupe de travail qu'il y aurait lieu d'encourager les gouvernements provinciaux et territoriaux, qui ne l'ont pas encore fait, à mettre sur pied des organismes de coordination jouant le rôle d'unique point de contact. On réduirait ainsi le risque de voir apparaître des situatiosn telles que celle qu'a connue le projet de la TQM (comme l'expliquait en détail le point A.7 à la page précédente).

L'Office reconnaît qu'il faudrait coordonner les processus de réglementation de l'Office national de l'énergie et des gouvernements provinciaux et territoriaux, ce qui suppose des voies de communication appropriées. L'Office a donc l'intention d'examiner le voies de communication existantes afin de déterminer si elles le sont. Par ailleurs, l'Office convient avec le Groupe de travail que, en cas de questions importantes, la province ou le territoire devrait intervenir dans les audiences de l'Office pour s'assurer qu'il en soit tenu compte.

A.9 Intervention des gouvernements territoriaux dans le processus de l'ONE

Recommandation du Groupe de travail

"Il y aurait lieu d'encourager les gouvernements territoriaux à comparaître comme parties intervenantes durant le processus de l'Office pour exposer leurs préoccupations environnementales et socio-économiques et aider ainsi l'Office à connaître et à protéger les intérêts des Canadiens du Grand Nord." (Page 9).

Point de vue de l'Office

L'Office est entièrement d'accord avec cette recommandation.

A.10 Compétence de l'ONÉ et de l'APGTC

Recommandation du Groupe de travail

"Pour éviter d'éventuels chevauchements de compétence entre l'Office et l'APGTC:

- Il faudrait que l'Office conserve sa compétence actuelle en matière de certification et de réglementation des pipe-lines situés au sud du 60e, y compris les installations de transport s'étendant au large des côtes jusqu'à l'entrée du champ.

- Il faudrait que l'Office conserve sa compétence actuelle en matière de certification et de réglementation des pipe-lines s'étendant, à partir d'une ou de plusieurs provinces, au nord du 60e jusqu'à l'entrée du champ.

- Il faudrait apporter à la loi toutes les modifications nécessaires pour donner à l'Office la compétence requise en matière de certification et de réglementation des installations de transport intraterritoriales en aval de l'entrée du champ.

- Il faudrait inclure dans toutes les lois fédérales pertinentes un définition claire et utilisable de l'expression "entrée du champ", de manière à préciser le point où, dans un réseau, se terminent les installations du champ réglementées par l'APGTC et commencent les installations de transport réglementées par l'Office." (Page 10).

Point de vue de l'Office

L'Office prend note de cette recommandation et est prêt à exercer sa compétence sur les installations de transport intraterritoriales en aval de l'entrée du champ si la Loi sur l'ONÉ est modifiée en ce sens.

L'expression "entrée du champ" dépend de l'aménagement des installations dans chaque cas. L'Office étudiera chaque cas avec l'APGTC pour déterminer les limites de compétence respectives.

L'Office et l'APGTC ont tous deux leurs règles respectives de sécurité. Dans certains cas, cependant, d'importants projets passent de la compétence de l'ONÉ à celle de l'APGTC et les sociétés en question doivent donc satisfaire à deux séries d'exigences techniques. Les personnels de l'ONÉ et de l'APGTC collaborent pour s'assurer que ces règlements sont cohérents du point de vue technique et du point de vue de la réglementation.

## B. RETARDS DURANT LES TRAVAUX

### B.1 Responsabilité de la société quant à l'inspection de la qualité des travaux de construction

Recommandation du Groupe de travail

"L'inspection de la qualité des travaux devrait être clairement reconnue comme incombant surtout aux sociétés pipelinières. Il faudrait améliorer la formation des inspecteurs, chercher à employer en priorité du personnel d'expérience et accorder plus de pouvoirs aux inspecteurs sur le chantier. Il faudrait aussi que soient tenues, avant le début des travaux, des réunions regroupant l'entrepreneur et tous ceux qui participent à l'inspection et au contrôle de la qualité, pour définir les pouvoirs et établir une meilleure liaison entre les inspecteurs." (Page 11).

Point de vue de l'Office

L'Office a toujours admis le principe que les sociétés pipelinières étaient responsables en premier lieu de l'inspection de la qualité des travaux de construction. La Loi sur l'ONÉ ne confère pas, comme le reconnaît une autre recommandation du Groupe de travail (voir la recommandation n° B.2, à la page suivante), au personnel de l'ONÉ chargé d'inspecter les chantiers, le pouvoir de jouer un rôle actif dans les décisions, au jour le jour, relatives aux travaux de construction. Comme l'a envisagé le Groupe de travail, le rôle du personnel de l'ONÉ chargé d'inspecter les chantiers ne consiste, comme il en a toujours été ainsi, qu'à surveiller les travaux de construction et à rendre compte aux hauts fonctionnaires de l'ONÉ et au Comité permanent des pipelines de l'Office. Cependant, l'Office n'hésitera pas à intervenir directement dans la construction d'un pipeline si une société n'exécute pas les travaux conformément aux procédures autorisées.

L'Office est d'accord avec la recommandation relative aux réunions préalables à la construction. Il encourage son personnel à assister, sur invitation, aux réunions que tiennent, avant le début des travaux, propriétaires et entrepreneurs.

B.2 Rôle de l'ONÉ dans l'inspection des chantiers

Recommandation du Groupe de travail

"L'Office devrait limiter ses activités d'inspection sur les chantiers à un rôle de contrôle de la qualité. Il faudrait prendre des mesures pour activer les communications entre les inspecteurs de chantier de l'Office et ses cadres supérieurs, afin d'assurer que les travaux ne sont pas retardés par l'incapacité de l'Office de réagir rapidement aux changements de plan imposés par les conditions du terrain. À titre de principal organisme de réglementation sur le chantier, l'Office devrait coordonner, par l'entremise de son personnel d'inspection toutes les activités d'inspection exercées par les autres gouvernements, pour donner aux propriétaires et aux entrepreneurs un unique point de contact, ce qui réduirait les ambiguïtés, les retards et les coûts des travaux." (Page 11).

Point de vue de l'Office

L'Office limite normalement ses activités d'inspection de chantiers à un rôle de contrôle de la qualité, comme en témoigne le nombre limité d'inspecteurs présents sur les grands chantiers de construction. Cependant, l'Office n'hésitera pas à intervenir directement dans la construction d'un pipeline si une société n'exécute pas les travaux conformément aux procédures autorisées. À cet effet, les inspecteurs de chantier de l'ONÉ peuvent, après avoir consulté les cadres supérieurs de l'Office, remettre au représentant de la société le plus haut placé sur le chantier un rapport de non-respect des procédures. Ce rapport consigne officiellement une activité qui ne se conforme pas aux codes, normes, règlements, ordonnances, modalités de certificats, ou entreprises à la suite d'audiences, après d'infructueuses tentatives de résoudre officieusement le non-respect des procédures avec un représentant de la société sur le chantier. L'Office est aussi habilité à faire cesser les travaux de construction, mais cette mesure n'est utilisée qu'en dernier ressort.

En ce qui concerne les communications entre les inspecteurs de chantier de l'Office et ses cadres supérieurs, l'Office est convaincu d'être en mesure de réagir rapidement aux questions urgentes, comme en témoignent les expériences passées. Bien que le Comité permanent des pipelines, qui prend des décisions sur les questions relatives à la construction, ne se réunisse normalement qu'une fois par semaine, des réunions spéciales du Comité ont lieu dès qu'une situation urgente le justifie.

**L'Office est entièrement d'accord avec la recommandation selon laquelle il devrait jouer un rôle de coordination dans les inspection de chantiers pour servir aux propriétaires et aux entrepreneurs d'unique point de contact. Cependant, il faudrait s'assurer de la collaboration d'autres organismes de réglementation.**

## C. DISPONIBILITÉ DES RESSOURCES DE CONSTRUCTION

### Recommandation du Groupe de travail

"Les coûts de construction peuvent grimper en flèche quand des pressions excessives s'exercent sur la disponibilité d'entrepreneurs compétents, de main-d'oeuvre qualifiée, de matériel et de matériaux. Une situation de ce genre peut être créée par un calendrier de construction serré, dans le cas d'un grand pipe-line, ou par la mise en chantier simultanée de plusieurs projets. En planifiant leurs travaux, les propriétaires devraient tenir compte davantage de ces facteurs de coût." (Page 12)

### Point de vue de l'Office

L'Office est entièrement d'accord avec cette recommandation.

D. PROBLÈMES ENTRETPRENEURS-OUVRIERS

Recommandations du Groupe de travail

- La pratique de la négociation de conventions collectives entre employeurs et ouvriers devrait être poursuivie au niveau national pour l'industrie canadienne de la construction des pipelines.

- Les dirigeants syndicaux devraient agir pour réprimer et supprimer les négociations entamées sur les chantiers pour l'obtention d'avantages dépassant ce que prévoient les conventions collectives.

- Ls gouvernements provinciaux et les commisions des relations de travail devraient faire en sorte que les conventions collectives négociées à l'échelle nationale soient applicables dans leurs provinces respectives.

- Les propriétaires devraient envisager de mettre en oeuvre des clauses contractuelles de nature à encourager les entrepreneurs à appliquer les dispositions des conventions collectives.

- Il faudrait retirer de la convention collective conclue avec l'Association unie l'exigence selon laquelle l'opérateur d'une soudeuse automatique doit être qualifié comme soudeur en déclivité.

- Les entrepreneurs devraient élaborer des plans d'intervention judiciaire à utiliser pour empêcher les retards découlant des exigences formulées sur les chantiers.

- Les entrepreneurs pipeliners devraient améliorer la gestion de leurs relations de travail.

- Il faudrait élargir, renforcer et institutionnaliser le rôle joué par l'Association des entrepreneurs pipeliniers du Canada dans l'application et la gestion des conventions collectives. À cet effet, il faudrait mettre en application les recommandations formulées dans l'étude publiée par l'AEPC en 1982 sous le titre "Operation X-Ray". (Pages 14 et 15).

Point de vue de l'Office

Bien que ces recommandations ne soient pas reliées à son mandat, l'Office estime qu'il s'agit là de mesures positives qui permettraient de résoudre le problème épineux des relations entrepreneurs-ouvriers. Toutefois, l'Office etime qu'il faudra déployer des efforts considérables avant que ces recommandations générales ne se concrétisent et améliorent, en fin de compte, les relations entrepreneurs-ouvriers.

## E. CONTRÔLE DES COÛTS - SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES

### E.1 Stimulants pour le contrôle des coûts de construction

Recommandation du Groupe de travail

"Étant donné l'importance croissante du contrôle efficace des coûts des grands pipe-lines, l'Office devrait mettre en place, en consultation avec l'industrie, un système de stimulants appropriés pour encourager un meilleur contrôle des coûts. Ce système devrait lier le rendement financier autorisé aux résultats atteints en matière de coûts, qu'on évaluerait en comparant les coûts de construction effectifs au devis estimatif en fonction duquel le projet aurait été approuvé." (Pages 17 et 18)

Point de vue de l'Office

L'Office envisage des moyens qui permettraient d'utiliser pratiquement et efficacement des systèmes de stimulants de nature à encourager un plus grand contrôle des coûts. Lors d'une réunion tenue le 27 septembre 1983, M. Edge a demandé aux représentants de l'industrie de formuler des recommandations sur la nature des stimulants qui pourraient être mis en place. Dans une lettre adressée le 19 octobre 1983 à toutes les sociétés pipelinières relevant de sa compétence, l'Office réitérait cette demande en incitant les sociétés à envisager le problème et à proposer des stimulants relatifs aux coûts de construction et d'exploitation.

E.2 Décision provisoire et approbation du second devis estimatif

Recommandation du Groupe de travail

"Pour l'examen des demandes de construction d'installations présentées aux termes de la partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie, et quand le projet se révèle acceptable à l'issue du processus d'audition, on devrait encourager l'Office à suivre la pratique de rendre une décision provisoire, accompagnée de la délivrance d'un certificat pro forma énonçant toutes les condition auxquelles il serait disposé à octroyer un certificat, sous la seule réserve de l'approbation d'un second devis estimatif, courant et définitif. Après examen du second devis estimatif, l'Office aurait la faculté de recommander l'octroi du certificat ou de rejeter la demande, suivant que le projet, du coût avancé dans le second devis estimatif, lui apparaîtrait conforme au bien public ou non." (Page 18).

Dans son rapport, le Groupe de travail déclare aussi que l'obligation de présenter un second devis estimatif aurait les trois avantages suivants:

"1. L'Office pourrait ainsi réexaminer les coûts de l'entreprise et rejeter le projet si ces coûts étaient trop élevés du point de vue du bien public.

2. Un second devis estimatif présenté juste avant la certitude constituerait un point de repère très utile à l'Office pour évaluer la base des taux dans le cadre d'une demande présentée aux termes de la partie IV.

3. En général, une plus grande prise de conscience des coûts et de la nécessité de les contrôler se ferait sentir durant tout le processus de planification, de réglementation et de construction de l'ouvrage." (Page 65).

Point de vue de l'Office

L'Office est d'accord que, dans certains cas, la construction d'un pipeline ne devrait pas commencer avant réception d'un devis plus définitif. L'Office a le pouvoir de délivrer des certificats de commodité et de nécessité publiques, sur approbation du gouverneur en conseil, sous réserve que les certificats n'entreront pas en vigueur avant que le requérant présente un devis estimatif qui satisfasse l'Office. L'Office a l'intention de continuer à faire usage de ce pouvoir dans les cas appropriés. Une condition de ce genre figure dans le certificat GC-68 (modalité 4(1)e)) relatif à la construction de la canalisation de la TQM reliant Lévis-Lauzon aux provinces Maritimes.

E.3 Recours plus fréquents aux contrats de remboursement des coûts

Recommandation du Groupe de travail

"Les propriétaires devraient envisager de recourir davantage aux contrats de remboursement des coûts quand les risques sont difficiles à évaluer. Ils devraient étudier l'acceptabilité de ce type de contrat, et les possibilités d'économies de coûts qu'il offre, avec l'Office, qui, à son tour, devrait reconnaître les raisons de leur utilisation quand il examine les coûts durant le processus ultérieur de détermination des taux." (Page 18).

Point de vue de l'Office

L'Office ne savait pas que les sociétés pipelinières appréhendaient le recours à ce type de contrat. L'Office ferait bon accueil aux présentations de l'industrie sur cette question.

## E.4 Contenu canadien et concurrence des fournisseurs étrangers

### Recommandation du Groupe de travail

"Bien qu'un degré élevé de contenu canadien ait été atteint en ce qui concerne les matériaux entrant dans la construction des pipe-lines, et qu'un haut degré de contenu canadien soit effectivement d'une importance capitale, il ne faut pas perdre de vue l'équilibre à maintenir entre les avantages et les coûts. La concurrence des fournisseurs étrangers est nécessaire et doit se poursuivre pour assurer la réduction maximale des coûts et le développement soutenu d'une industrie efficace et compétitive au Canada." (Page 18).

### Point de vue de l'Office

L'Office est d'accord avec cette recommandation. Comme le prévoit l'article 44 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, l'Office surveille la mesure dans laquelle les Canadiens auront l'occasion de participer à l'organisation et à la construction d'un pipeline. Pour ce faire, il s'assure que les Canadiens bénéficient de possibilités justes et équitables de faire des offres pour obtenir des contrats. L'Office encourage un degré élevé de contenu canadien dans le cadre des réalités économiques.

E.5 Évaluation préliminaire

Recommandation du Groupe de travail

"Pour ce qui est de grands projets de pipe-lines relevant de la compétence fédérale, qu'ils se situent dans les zones pionnières ou ailleurs, le Groupe de travail estime qu'une façon d'appliquer le concept d'évaluation préliminaire serait de modifier la Loi sur l'Office national de l'énergie de façon à permettre à un requérant de demander, à titre optionnel, une évaluation préliminaire aux termes de la partie III de la Loi sur l'Office national de l'énergie. Le processus serait le suivant:

Le requérant produirait auprès de l'Office une documentation comportant des données générales sur les points suivants:

1. description du projet:

2. viabilité économique, y compris un devis estimatif initial du projet:

3. conditions commerciales proposées, par ex. ratio dette/capital-actions, taux de rendement, taux de dépréciation, etc.:

4 avantages pour le Canada:

5. étude préliminaire des effets environnementaux et socio-économiques et mesures d'atténuation proposées.

L'Office tiendrait des audiences publiques sur ces points, après quoi il présenterait au Cabinet un rapport d'évaluation préliminaire. Cette évaluation serait basée sur les données abrégées fournies dans la description prévue à l'étape 1. Le rapport d'évaluation présenté au Cabinet mentionnerait si, de l'avis de l'Office, il existe ou non des raisons permettant de croire que le projet proposé peut faire l'objet d'un certificat, en supposant que, sur la foi de témoignages ultérieurs détaillés sur tous les aspects du projet, la proposition soit acceptable. Après examen de l'évaluation préliminaire de l'Office, le gouverneur en conseil adopterait un décret du conseil où seraient énoncées les vues du Cabinet sur le projet. D'autre part, le rapport d'évaluation préliminaire de l'Office pourrait énoncer les raisons pour lesquelles, de l'avis de l'Office, le projet paraît inacceptable. En pareil cas également, le rapport serait présenté au Cabinet et serait suivi d'un décret du conseil.

Une fois rendu le décret du conseil, le requérant pourrait, s'il le voulait, déposer une demande ordinaire aux termes de la partie III de la Loi..." (Page 67).

Dans son rapport, le Groupe de travail déclare que l'avantage de ce processus réside dans le fait que l'industrie n'aurait pas à supporter le coût d'une foule de travaux techniques avant que n'ait été clairement établie la conformité d'un investissement aux priorités du gouvernement fédéral (page 66). Les requérants de grands projets seraient en mesure d'évaluer les possibilités de succès ou les risques d'échec avant de se charger du lourd fardeau financier que représente la préparation d'une requête réglementaire complète et détaillée. (Page 68).

Point de vue de l'Office

L'Office convient que, dans certains, cas, le requérant ou lui-même aurait avantage à effectuer une évaluation préliminaire sous une forme ou sous une autre. Cependant, l'Office émet des réserves quant à l'approche proposée dans le rapport du Groupe de travail. L'Office a examiné d'autres moyens offerts par la Loi sur l'ONÉ dans sa formulation actuelle pour permettre de reconnaître et d'évaluer rapidement les problèmes-clés des requêtes importantes. La proposition de l'Office est exposée dans la lettre de M. Edge au ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources datées du 2 novembre 1983 et constituant l'annexe D.

## F. AUTRES CONCLUSIONS

### F.1 Dépassements de coûts de la TQM

Conclusions du Groupe de travail

"Il apparaît manifeste au Groupe de travail que les responsabilités sont partagées en ce qui concerne les problèmes et les dépassements de devis qu'a connus le projet de la TQM au Québec. Les retards causés par les processus d'approbation de la province et du gouvernement fédéral et les problèmes de relations de travail qui se sont posés sur les chantiers semblent avoir été les plus importants facteurs des dépassements de coûts." (Page 17).

Point de vue de l'Office

Processus d'approbation fédérale

L'Office s'offusque vivement que le Groupe de travail impute partiellement la responsabilité des dépassements de coûts au processus d'approbation du gouvernement fédéral. Le certificat relatif au prolongement du gazoduc de Montréal jusqu'à Québec a été délivré après la tenue d'une audience publique complète de l'ONÉ à laquelle ont participé plusieurs intervenants, dont le Procureur général du Québec. L'Office tient à signaler qu'il a fallu 11 mois aux promoteurs de la TQM après la délivrance du certificat GC-64, pour se présenter à nouveau devant l'Office avec un tracé révisé pour le premier tronçon du gazoduc (entre Saint-Lazare et Boisbriand) qui satisfaisait aux exigences provinciales. Le tracé modifié du premier tronçon a alors été approuvé par l'Office, 15 jour à peine après le dépôt de la requête. Comme le montre l'exemple susmentionné, l'Office considère que le processus d'approbation du gouvernement fédéral n'a pas contribué aux augmentations de coûts du projet de la TQM. Les dossiers de l'Office prouvent que tous les retards dans le processus d'approbation de l'ONÉ ont été dus aux difficultés qu'avait la TQM à se conformer aux exigences provinciales en matière de tracé, lesquelles n'ont été déterminées qu'après la délivrance du certificat, et aux difficultés qu'a eues la société à remplir certaines conditions essentielles du certificat, notamment le financement.

Processus d'approbation provinciale

L'Office est d'accord avec la conclusion du Groupe de travail sur cette question.

**Relations de travail**

**L'Office est d'accord avec cette conclusion du Groupe de travail. Les dossiers de l'Office confirment que les problèmes de relations de travail de la TQM découlaient de querelles inter-syndicales et de la tutelle du principal syndicat de soudeurs (local 144); des différences de taux salariaux entre la Convention nationale sur la construction des pipe-lines et le décret du Québec, et la faible productivité de la main-d'oeuvre en raison de son manque d'expérience.**

F.2 Progrès technologiques

Conclusions du Groupe de travail

"Une nouvelle méthode de soudage a récemment vu le jour et doit maintenir fair l'objet d'essais sur les chantiers mêmes. Elle comporte l'emploi d'explosifs pour souder les joints des canalisations (soudage par explosion) ... Le Groupe de travail croit quele soudage par explosion pourrait diminuer sensiblement le coût de la construction des pipe-lines au cours des années à venir." (Page 17).

Point de vue de l'Office

L'Office est d'accord avec cette évaluation et est prêt à considérer des propositions d'essai de la faisabilité matérielle et économique de cette nouvelle technologie.

ANNEXE A

## Activités connexes à la partie III

### Introduction

Le document publié en juin 1982 par l'Office national de l'énergie sous le titre: "Étude par le personnel sur les coûts de construction des pipelines, 1975-1985, analysait les effets de l'inflation sur l'industrie de la construction des pipelines. Il soulignait les très fortes augmentations qui ont eu lieu entre 1975 et 1981, et prévoyait que d'autres augmentations importantes se produiraient entre 1981 et 1985.

Après cette étude, l'Office a rendu public le document intitulé: "Étude par le personnel du coût pour les sociétés pipelinières, de la réglementation par l'ONÉ en matière de construction de pipelines - le cas du raccourci de North Bay", daté de juin 1983. Cette étude, menée par le personnel de l'Office en consultation avec la TransCanada PipeLines Limited, a conclu que, bien que le coût de la réglementation soit minime par rapport au coût total du projet, en l'occurrence moins de un pour cent, certains coûts, comme ceux qui sont associés au retard dû à la réglementation, et à la quantité de documents devant être déposés avec une requête, pourraient être réduits ou même supprimés. Cette étude examine et fait des recommandations dans quatorze domaines où pourraient être réalisées des économies lors de projets futurs.

En plus de ces deux études effectuées par le personnel, l'Office a entrepris une importante refonte de ses Règles de pratique et de procédure en vue de normaliser et de simplifier les exigences de procédure fondamentales.

L'Office procède aussi à la modification de ses règlements sur le pétrole et le gaz naturel. Ces modifications sont à diverses étapes de préparation.

L'Office prépare des règlements de sécurité et de conception pour les zones situées au large des côtes et il met à jour ses règlements pour les zones terrestres.

Voici les activités connexes à la partie III.

### Résumé des activités

1. Règles de pratique et de procédure

   L'Office a entamé une refonte de ses Règles de pratique et de procédure (Règles) qui précisent les procédures à suivre pour le dépôt d'une requête. Le 7 juillet 1983, l'Office a envoyé à l'industrie ses règles révisées pour en obtenir des commentaires et il en a demandé des réponses avant la fin de septembre. Ces réponses sont actuellement étudiées. Les règles révisées seront vraisemblablement transmises au ministère de la Justice au début de 1984.

2. Annexe aux Règles de pratique et de procédure

Il y a plus d'un an, l'Office a entamé une refonte officielle de l'annexe aux Règles de pratique et de procédure (Annexe). La révision proposée avait pour but de réduire la fréquence et le volume des demandes de renseignements envoyées à une société après le dépôt d'une requête et de supprimer le Protocole d'instructions de 1963, qui ne reflète plus les toutes dernières pratiques de l'Office en matière de traitement d'une requête relative à des installations.

Le 8 juin 1983, l'Office a envoyé une copie de l'annexe révisée à l'industrie pour en obtenir ses commentaires. Bien que l'Office avait demandé que les réponses soient déposées avant le 31 juillet 1983, il a, à la demande de certaines sociétés, reporté la date limite de dépôt au 1er septembre 1983. Ces réponses sont actuellement étudiées.

Selon plusieurs sociétés, l'annexe révisée impose une quantité excessive de règles au stade de la requête. Cependant, il faut signaler que le paragraphe 3(2) des Règles permet à l'Office de supprimer ou de modifier l'une quelconque des exigences en matière de renseignements énoncées à l'Annexe. Par conséquent, un requérant qui considère qu'une exigence n'est pas applicable à un projet particulier peut demander à l'Office d'être exempté de l'exigence en question.

L'Office prévoit d'achever cette révision d'ici la fin du printemps de 1984.

3. Règlements de sécurité pour les pipelines à terre

Au fil des ans, les normes de l'ACNOR se sont tellement améliorées que, à l'heure actuelle, la plupart des exigences techniques énoncées dans le Règlement sur les oléoducs et dans le Règlement sur les gazoducs de l'Office (règlements de sécurité) font maintenant partie des normes de l'ACNOR. De même, une tendance, à l'échelle de l'industrie, à adopter des méthodes de fabrication visant à assurer la qualité permettra désormais à l'Office d'adopter une attitude différente en ce qui concerne ses règlements de sécurité. Ces tendances aideront en particulier à réduire le volume des règlements de sécurité ainsi que les exigences connexes.

L'Office a donc entamé une refonte majeure de ses règlements de sécurité et, en avril 1983, il a invité toutes les sociétés relevant de sa compétence à lui transmettre leurs commentaires sur leurs préoccupations.

Toutes les grandes sociétés pipelinières ont répondu avant la mi-juillet et, dans la plupart des cas, elles ont présenté des commentaires approfondis et pertinents.

Ces commentaires font actuellement l'objet d'un examen et le règlement révisé sur la sécurité sera transmis à l'industrie au début de la nouvelle année pour examen et commentaires.

4. Normes de sécurité de l'ACNOR pour les pipelines en mer, et règlements de sécurité de l'ONÉ pour les pipelines en mer

À l'initiative de l'Office, l'industrie ainsi que le personnel de l'Office et l'APGTC ont formé un groupe de travail conjoint pour entreprendre la formation de normes applicables aux pipelines en mer. La première réunion a été tenue le 13 mai 1983. Les participants ont rédigé des parties d'une norme sur les pipelines en mer. Une série de sept normes et règlements internationaux différents contenant des exigences techniques éprouvées, ont été fournis au groupe de travail par l'Office. Ces normes ont servi de point de départ à la rédaction des normes de sécurité de l'ACNOR.

Trois réunions du groupe de travail sont prévues cet automne et l'achèvement de l'ébauche est prévu pour le printemps de 1984. Le règlement de l'ONÉ sur la sécurité des pipelines en mer sera élaboré à partir de la norme du groupe de travail qui s'inspirera de la présentation des règlements de l'Office sur la sécurité des pipelines à terre.

5. Compatibilité entre les règlements de sécurité de l'ONÉ et de l'APGTC

L'Office et l'APGTC ont chacun leurs règlements de sécurité respectifs. Il y a des cas, cependant, où de grands projets passeront de la compétence à l'ONÉ à celle de l'APGTC, et vice versa, et les sociétés touchées devront donc satisfaire aux deux séries d'exigence techniques. Les personnels de l'ONÉ et de l'APGTC collaborent pour assurer la cohérence de ces deux règlements, des points de vue technique et réglementaire.

6. Comité des levés de pipelines en mer

L'Office participe au Comité de levés de pipelines en mer formé sous légide de l'APC. Le Comité a été divisé en trois sous-comités chargés d'examiner les domaines suivants:

i) Lois et règlements régissant des activités pipelinières sur les parties maritimes des Terres du Canada;

ii) Point de contact unique pour les requêtes relatives aux pipelines en mer; et

iii) Exigences et règlements de levés pour les pipelines établis au large des côtes des États-Unis et applications correspondantes au Canada.

L'objectif principal des sous-comités est de proposer des révisions particulières aux parties de l'ébauche du Règlement sur les oléoducs et gazoducs du Canada qui portent sur la définition ou sur les levés des terres.

7. Guide sur les exigences de la partie III

Un Guide sur les exigences de la partie III est en préparation; il aura pour but d'aider les sociétés à préparer et à présenter les renseignements réglementaires requis par l'Office.

Ce guide exposera la quantité de renseignements qui doivent être déposés auprès de l'Office ainsi que la date de leur dépôt relativement aux quatre étapes du projet:

- avant la certification,
- avant la construction,
- pendant la construction, et
- après la construction.

La totalité des exigences exposées dans le guide représenterait celles qui s'appliquent à un grand projet relevant de l'article 44 de la Loi sur l'ONÉ. En ce qui concerne les autres projets, une société pourrait demander à être exemptée, en vertu du paragraphe 3(2) des Règles, de déposer des renseignements sous une forme moins détaillée en fonction du projet.

Dans le Guide, un diagramme d'acheminement simplifié sera inclus pour aider à visualiser l'ensemble du projet. Chaque page du diagramme correspondrait aux étapes du projet susmentionné. Le diagramme précisera les activités parallèles qui peuvent être exécutées simultanément, ce qui permettrait de raccourcir le temps nécessaire à l'achèvement du projet.

Le Guide indiquera la nature exacte des exigences de l'Office pour chaque étape d'un projet. De même, pour aider les sociétés à optimaliser leur calendrier de présentation de mémoires, un délai de démarrage sera

indiqué pour chaque exigence. Ce délai de démarrage correspondra au temps nécessaire à l'Office pour examiner convenablement le mémoire.

À présent, un certain nombre de modifications aux Règles, à l'Annexe, et aux règlements de sécurité sont à diverses étapes d'achèvement. À mesure que chacune d'elle entrera en vigueur, les parties touchées du Guide seront révisées, ce qui permettra de préparer une mise à jour des exigences de l'Office. Par exemple, en cas de changements découlant de la révision actuelle de l'Annexe, la présentation finale de la présente ébauche du Guide contiendra un certain nombre de modifications reflétant ces changements.

La date d'achèvement du Guide est subordonnée à l'achèvement des modifications actuellement apportées aux Règles, à l'Annexe et aux règlements de sécurité ainsi qu'à l'élaboration des règlements de sécurité pour les pipelines en mer. On prévoit cependant que, compte tenu des progrès réalisés jusqu'à présent, le Guide pourrait être achevé d'ici la fin du printemps de 1984.

ANNEXE B

NATIONAL ENERGY BOARD
OTTAWA, K1A 0E5

CANADA

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
OTTAWA, K1A 0E5

Dossier nº 1026-4
Le 6 mai 1983

Monsieur Raymond M. Robinson
Président exécutif
Bureau fédéral d'examen
des évaluations environnementales
13e étage, Édifice Fontaine
Hull (Québec)
K1A 0H3

Monsieur,

Nous accusons réception par la présente de votre lettre datée du 8 mars 1983. L'Office a étudié les documents joints à votre lettre et se réjouit d'avoir l'occasion d'exprimer ses commentaires à leur sujet. Nous limiterons nos commentaires aux sections des rapports qui traitent de la portée du PEEE dans la mesure où il s'applique aux projets relevant de la compétence de l'Office.

COMPTE RENDU DE LA POSITION DE L'OFFICE

Pour les motifs précisés ci-dessous, l'Office n'est pas partisan d'étendre, de façon obligatoire, le PEEE aux projets relevant de la compétence de l'ONÉ.

L'Office est d'avis qu'il serait souhaitable d'éliminer, ou du moins de réduire, le chevauchement entre le PEEE et le processus de l'ONÉ. Nous présentons dans la dernière partie de la présente lettre, les manières d'y parvenir.

LE PROCESSUS D'EXAMEN DES ÉVALUATIONS ENVIRONNEMENTALES ("PEEE")

Initialement établi par une décision du Cabinet en 1973, le PEEE s'appliquait aux projets, aux programmes et aux activités mis en oeuvre par un ministère ou un organisme fédéral, pour lesquels un financement fédéral est demandé ou pour lesquels une propriété fédérale est requise. Tous les ministères et organismes du gouvernement fédéral doivent faire l'objet d'un PEEE, à l'exception des sociétés fédérales de la Couronne propriétaires et des organismes de réglementation tels que l'ONÉ, qui sont invités à participer au processus. La Loi de 1979 sur l'organisation du gouvernement stipule explicitement que les pourvoirs et les fonctions du ministre de l'Environnement s'étendent en particulier à tous les domaines de compétence du gouvernement du Canada, "... non attribués par la Loi à quelque autre ministère, commission ou organisme fédéraux et liés à la conservation et à l'amélioration de la qualité de l'environnement naturel."

## L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

En vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie, l'Office possède le pouvoir et la responsabilité de réglementer les pipelines internationaux et interprovinciaux, aux fins du transport du gaz et du pétrole, et les lignes internationales et lignes interprovinciales désignées de transport d'électricité. L'Office réglemente en outre les exportations canadiennes de pétrole, de gaz et d'électricité. Lorsqu'il décide de délivrer ou non un certificat pour un pipeline ou pour une ligne de transport d'électricité, ou de délivrer une licence en vue de l'exportation d'énergie, l'Office peut et doit considérer tous les aspects de l'intérêt public touchés par un tel projet, y compris tout facteur environnemental et socio-économique. De nombreux règlements ont été promulgués afin de prescrire les renseignements que doit déposer une requérante. L'Office est également habilité à ajouter des modalités aux certificats et aux licences qu'il délivre, dans le but de s'assurer que les préoccupations environnementales et socio-économiques entrent en ligne de compte lors de la construction et de l'exploitation des projets. L'Office emploie des personnes possédant l'expérience et la capacité nécessaires pour s'occuper de ces questions, pendant les étapes de l'évaluation et de la mise en oeuvre des projets.

En vertu des dispositions de la Loi, l'Office doit tenir une audience publique sur les requêtes en vue de l'obtention d'un certificat d'importants pipelines ou lignes de transport d'électricité, et pour des licences d'exportation. Ces audiences attirent en général une vaste participation de divers groupes, y compris les organismes d'intérêt public et environnementaux et les gouvernements provinciaux. Des audiences publiques ont souvent lieu dans les zones touchées par le projet, afin que les parties intéressées puissent faire connaître plus facilement leur point de vue.

Les audiences devant l'Office ont généralement lieu selon des procédures analogues à celles d'une cour. L'Office estime essentiel que le processus quasi judiciaire soit relativement structuré afin que les preuves le plus judicieuses soient présentes au décideur. D'aucuns pourraient faire valoir que cette "formalité" décourage la participation du public; toutefois, il n'en a pas été ainsi. Les procédures de l'Office sont souples et peuvent s'adapter aux circonstances d'une requête particulière.

Lorsqu'il entend une requête en vue d'un certificat ou d'une licence et qu'il statue à son égard, l'Office agit à titre quasi judiciaire. Par conséquent, l'Office doit exercer indépendamment son jugement sur la preuve qui lui est présentée au cours de l'audience. Pour pouvoir décider si un projet pipelinier, d'une ligne d'électricité ou d'une licence d'exportation est ou non conforme à l'intérêt public, l'Office doit examiner au cours de l'audience publique, toutes les présentations qu'il juge pertinentes. La pondération de ces considérations est une partie importante du processus d'audience et de prise de décision de l'Office.

## APPLICATION DU PEEE AUX PROJETS RELEVANT DE LA COMPÉTENCE DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Depuis la mise en place du PEEE en 1973, trois projets pipeliniers relevant de la compétence de l'Office ont fait l'objet d'audiences dans le cadre du PEEE, soit le gazoduc de la route de l'Alaska, le projet pipelinier de Norman Wells de l'IPL et le Projet pilote de l'Arctique. En ce qui concerne le gazoduc de la route de l'Alaska, le PEEE a été réalisé à la suite de l'audience de l'Office et après la délivrance du certificat précisant les modalités relatives à la conception, à la construction et à l'exploitation du gazoduc. Quant à l'oléoduc de Norman Wells de l'IPL, le rapport du PEEE n'a pas été présenté à titre de preuve au cours de l'audience de l'Office, et ce dernier n'a donc pu le prendre en considération. Le rapport du PEEE sur le Projet pilote de l'Arctique faisait partie intégrante du dossier public au cours de l'audience de l'Office.

L'Office convient que dans le cadre de travail actuel, il est possible que certaines questions faisant l'objet d'une étude par l'Office et le PEEE, se chevauchent et se répètent inutilement. Ce chevauchement peut entraîner des coûts supplémentaires, des retards inutiles, des incertitudes quant au processus de réglementation et l'avortement de projets énergétiques d'envergure. L'Office s'interroge sur la nécessité de deux processus distincts lorsqu'il existe une instance qui permet d'examiner, et examine réellement, tous les aspects d'un projet particulier, par l'entremise du processus d'audience publique.

L'Office aimerait aborder certaines des options avancées dans le document de travail. L'Office convient qu'en gardant le statu quo, on ne se débarasserait pas pour autant du chevauchement inutile et indésirable discuté précédemment. Cependant, l'Office n'est pas partisan de l'application obligatoire du PEEE aux projets relevant de sa compétence, soit par une loi soit par une décision du Cabinet.

De l'avis de l'Office, l'intérêt public serait mieux servi si l'Office était le seul organisme à s'occuper des questions environnementales pertinentes aux projets relevant de sa compétence, par l'entremise de son processus d'audience. Quoiqu'importantes, les questions environnementales ne sont pas les seules à faire l'objet d'une étude avant que soit prise la décision d'approuver ou non un projet particulier. Une décision judicieuse requiert la pondération minutieuse de tous les intérêts en cause.

La Loi sur l'Office national de l'énergie offre déjà la notion de "point de contact unique" par laquelle tous les aspects d'un projet peuvent être étudiés, et ils le sont, du point de vue d'un seul organisme. L'Office possède la compétence pour assumer cette responsabilité; pour y parvenir, il a à sa disposition le personnel d'audience publique par lequel les parties intéressées

peuvent participer entièrement. L'Office ne partage pas le point de vue exprimé en page 15 du document de travail, stipulant que l'ONÉ ne représenterait pas, selon plusieurs, une solution de remplacement plausible aux comités permanents du PEEE pour évaluer les répercussions environnementales. L'Office croit au contraire être un organime compétent et fiable à cet égard.

L'Office admet que le ministère de l'Environnement possède les compétences et l'expérience particulières en ce qui concerne les questions environnementales. Le ministère peut en tout temps participer aux audiences de l'Office afin de présenter des preuves et de procéder au contre-interrogatoire des autres parties. L'Office croit qu'une participation de cette nature améliorerait le processus de réglementation, tout en conservant la notion de "point de contact unique" prévue dans la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Le cas à l'étude doit également être considéré dans un contexte élargi. Nous recevons maintes demandes de la part des promoteurs de projets complexes et d'envergure, qui veulent savoir très tôt si leur projet devrait ou non se poursuivre. Ils ne veulent pas investir inutilement du temps et de l'argent s'il existe des obstacles majeurs qui pourraient empêcher la réalisation du projet. L'Office est aux prises avec ce problème du fait de ses propres procédures qui sont juridiquement complexes pour assurer l'équité à toutes les parties.

Lors d'une réunion à laquelle assistaient MM. Edge, Farmer et Stephens de l'Office et M. Gérin du ministère de l'Environnement, et vous-mêmes, nous avons discuté du PEEE en tant qu'instrument approprié pour évaluer les aspects plus étendus des répercussions environnementales dès la première étape de l'évaluation du projet. On a souligné que le PEEE pourrait avoir certains avantages à cette fin. Nous ne pouvons énoncer d'opinion formelle à cet égard. En effet, outre les questions exclusivement environnementales, il est probable qu'il faudra tenir compte de considérations politiques. Le Cabinet pourrait souhaiter intervenir au cours des premières étapes, dans la décision de donner ou non suite à de projets d'envergure.

Un autre facteur est la préoccupation croissante en ce qui concerne le chevauchement entre les compétences de plusieurs ministères et organismes gouvernementaux et l'entrave résultante à la mise en valeur de projets conformes à l'intérêt public des Canadiens. Le rapport du sénateur Hastings, intitulé "Sur la même longueur d'onde", s'est récemment penché sur cette question et nous croyons que M. Horte, chef du groupe de travail établi à la suite du rapport de l'Office sur le coût de la construction des pipe-lines, s'exprimera sans doute avec vigueur sur ce sujet, vers le milieu de l'année.

À la lumière de toutes ces considérations, l'Office maintient une position souple en attendant des éclaircissements sur le point de vue d'ensemble du gouvernement à cet égard.

## RÉSUMÉ DE LA POSITION DE L'OFFICE

L'Office est soucieux de trouver une manière d'avertir dès le début les promoteurs de projets, s'il semble exister des raisons primordiales pour lesquelles le projet ne devrait pas se poursuivre. Comme nous l'avons indiqué précédemment, l'Office est aux prises avec ce problème, du fait de ses propres procédures. Le PEEE pourrait jouer un rôle dans ce processus; toutefois, il est sans doute nécessaire de s'entretenir davantage avec le gouvernement et peut-être avec le Cabinet avant de prendre une résolution précise sur cette question compliquée.

En résumé, en ce qui concerne la décision d'autoriser ou non un projet, l'Office n'est pas partisan de l'extension obligatoire du PEEE aux projets relevant de la compétence de l'ONÉ. L'Office examine déjà tous les aspects de tels projets, y compris les préoccupations environnementales, au cours de son processus d'audience publique. Nous sommes d'avis que la méthode du "point de contact unique" demeure la meilleure pour servir l'intérêt public.

Le chevauchement entre les processus du PEEE et de l'ONÉ, avec ses problèmes connexes de coûts supplémentaires, d'incertitude et de retards attribuables à la réglementation, pourrait être réduit par l'une des deux méthodes suivantes: la méthode a) ci-dessous éliminerait la répétition du processus tandis que la méthode b) la réduirait.

a) Exempter du PEEE tous les projets relevant de la compétence de l'ONÉ. Le ministère de l'Environnement serait invité à présenter sa preuve et son point de vue en comparaissant à titre d'intervenant aux audiences de l'Office.

b) À titre d'alternative, effectuer l'évaluation du PEEE, particulièrement pour les projets d'envergure dans les zones pionnières, assez longtemps avant l'audience de l'ONÉ, de manière que le rapport du PEEE puisse faire partie du dossier de l'Office. Le rapport du PEEE préciserait les problèmes environnementaux importants et se concentrerait de préférence sur des principes généraux au lieu de faire une revue détaillée du projet. Cela permettrait à la requérante d'effectuer toutes les évaluations supplémentaires nécessaires et de présenter des mesures appropriées d'atténuation. Le ministère de l'Environnement pourrait tout de même intervenir. L'Office pourrait ainsi rendre sa décision en fonction des renseignements disponibles le plus complets possible.

Selon a) ou b), un certificat de commodité et de nécessité publiques délivré par l'Office pourrait inclure des modalités portant sur toutes les questions environnementales pertinentes. Au cours des travaux de construction, et après, l'Office surveillerait étroitement les travaux pour s'assurer que les modalités du certificat sont remplies.

Dans votre lettre, vous signalez que vous rédigerez un mémoire à l'intention du Cabinet, en vue de soumettre des conclusions et recommandations qui reflètent vos consultations interministérielles. L'Office aimerait pouvoir étudier un exemplaire de l'ébauche de ce mémoire avant sa rédaction définitive.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Secrétaire,

G. Yorke Slader

c.c.: Monsieur J. Chrétien, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Monsieur J. Gérin, sous-ministre de l'Environnement

## ANNEXE C

NATIONAL ENERGY BOARD
OTTAWA, K1A 0E5

CANADA

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
OTTAWA, K1A 0E5

Dossier n° G1026-4
Le 22 juillet 1983

Monsieur Jacques Gérin
Sous-ministre
Environnement Canada
28e étage
Les Terrasses de la Chaudière
Hull (Québec)
K1A 0H3

Monsieur,

Pour faire suite à votre lettre du 22 juillet 1983, l'Office a analysé le document de travail intitulé "Environnement Canada et le Nord". Il nous fait plaisir d'avoir l'occasion de formuler nos commentaires au sujet de ce document. Nous limiterons nos commentaires aux énoncés de politique qui pourraient toucher les pouvoirs et les responsabilités de l'Office national de l'énergie.

À la page (vi) du document de travail le ministère de l'Environnement émet le point de vue que divers ministères et organismes du gouvernement fédéral ainsi que les gouvernements territoriaux ont tous un rôle important à jouer dans la réalisation des objectifs de la politique du Nord. L'Office partage cette opinion et convient que le ministère de l'Environnement a un certain nombre de responsabilités particulières en ce qui concerne la protection et la mise en valeur de la qualité de l'environnement naturel du Nord du Canada.

Aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie l'Office a le pouvoir et la responsabilité de réglementer les lignes internationales et lignes interprovinciales désignées de transport d'électricité, les pipelines internationaux aux fins du transport du gaz et du pétrole et les pipelines qui se prolongent au-delà de la frontière d'un province. L'Office est chargé d'approuver des projets énergétiques et de réglementer la construction et l'exploitation continue des installations relevant de sa compétence.

Les requérantes comparaissant devant l'Office doivent fournir des données détaillées techniques, financières, économiques, environnementales, et d'autres renseignements à

l'appui de leur projet. Aux termes des dispositions de la Loi, l'Office doit tenir des audiences publiques portant sur les requêtes pour l'obtention de certificats relatifs à des pipelines d'envergure ou à des lignes de transport d'électricité et pour l'obtention de licences d'exportation. Ces audiences, menées selon des procédures analogues à celles d'une cour, fournissent à l'Office l'occasion d'examiner non seulement tous les aspects du dossier de la requérante et des présentations des parties intéressées, mais également tous les aspects du projet que l'Office juge pertinents. Le processus garantit que l'Office aura les meilleurs conseils et preuves avant de rendre sa décision. L'Office rend une décision judicieuse après avoir attentivement soupesé tous les aspects de l'intérêt public et, à cet égard, le processus de l'Office demeure, à notre connaissance, le seul qui examine l'ensemble d'un projet dans l'intérêt public des Canadiens.

L'Office est habilité à ajouter des modalités aux certificats et licences qu'il délivre, afin de s'assurer que toutes les préoccupations, y compris les problèmes environnementaux et socio-économiques, entrent en ligne de compte au cours de la construction et de l'exploitation du projet. L'Office emploie des personnes ayant l'expérience et la capacité nécessaires pour s'occuper de ces questions, au niveau des étapes de l'évaluation et de la mise en oeuvre des projets. De multiples règlements ont été promulgués et des modalités ont été incluses aux certificats afin d'assurer la construction et l'exploitation de manière sûre, efficace et acceptable au niveau de l'environnement, des installations.

L'Office aimerait préciser sa position quant à certains énoncés de politique compris dans le document, en ce qui a trait aux limites communes entre le ministère de l'Environnement et l'Office. L'Office prend note que, parmi les engagements déclarés, le ministère de l'Environnement, dans la réalisation de ses buts et objectifs en matière de politique du Nord, doit:

- "encourager l'adoption, par les autres organismes gouvernementaux, de ses principes de gestion en milieu nordique, ainsi que de ses positions sur la planification, la réglementation et la recherche;

- faire connaître ses positions sur les aspects du développement dans le Nord ayant des implications lourdes de conséquences écologiques, et encourager les autres organismes gouvernementaux à adopter un point de vue similaire en vue d'un développement durable, fiable et respectueux de l'environnement;"

Vous reconnaîtrez que le processus quasi judiciaire prévu par la Loi sur l'Office national de l'énergie exige que l'Office fonde sa désicion relative à une audience particulière sur la preuve qui lui est soumise au cours d'une audience publique. Par conséquent, les points de vue de votre ministère,

quant aux questions environnementales et du développeent du Nord relatives à un projet particulier, doivent faire l'objet d'une discussion ouverte au cours de l'audience publique. L'Office inviterait le ministère de l'Environnement, lorsqu'il est concerné, à participer à titre d'intervenant aux audiences de l'Office. Cela permettrait à votre ministère de donner des conseils à l'Office par l'entremise du contre-interrogatoire de la requérante et des autres parties et par le témoignage des témoins experts du ministère de l'Environnement. L'Office croit qu'une participation de cette nature améliorerait le processus de réglementation tout en conservant, relativement à une requête particulière, l'idée du "point de contact unique" prévue dans la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Comme nous l'avons déjà signalé, les responsabilités de l'Office ne s'arrêtent pas à l'approbation d'un projet particulier quelconque. L'Office doit surveiller continuellement la construction et l'exploitation des installations placées sous sa compétence, y compris la surveillance de la qualité environnementale, pour s'assurer que des mesures de gestion et de protection adéquates sont utilisées. Lorsqu'il assume cette responsabilité, l'Office tente d'aborder les préoccupations de toutes les parties intéressées, bien que la décision finale doive, bien entendu, lui appartenir.

Au-delà du contexte d'une requête ou d'un projet particulier, il nous ferait assurément plaisir de discuter avec votre ministère des questions qui nous préoccupent et nous intéressent mutuellement, en ce qui a trait à l'environnement du Nord du Canada, notamment l'à-propos de la réglementation et des lignes directrices existantes, ou des questions d'ordre général relatives à l'environnement. Nous partageons l'avis exprimé en page (xi) de votre document, c'est-à-dire qu'il est nécessaire de consulter les autres organismes et de travailler en collaboration avec eux, dans la mesure du possible. La consultation ayant eu lieu au niveau du travail entre l'Office et les divers ministères gouvernementaux et les groupes d'intérêt public au cours de la phase de construction du Projet Norman Wells de l'IPL, est un exemple de l'efficacité d'une telle collaboration.

Comme l'indique la préface de votre document de travail, la mise en valeur du Nord du Canada offre à tous les Canadiens concernés, un défi et une responsabilité de taille. Nous espérons avoir d'autres discussions avec votre ministère quant aux rôles respectifs que doivent jouer le ministère de l'Environnement et l'Office, dans la réalisation de l'objectif d'un développement équilibré.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le Président,

C. Geoffrey Edge

ANNEXE D

OFFICE OF THE CHAIRMAN

CANADA

BUREAU DU PRESIDENT

NATIONAL ENERGY BOARD
OFFICE NATIONAL DE L'ENERGIE

Numéro de dossier: 1067-35
Le 2 novembre 1983

L'Honorable Jean Chrétien, C.P., député,
Ministre de l'Énergie,
des Mines et des Ressources,
580, rue Booth,
21e étage,
Ottawa (Ontario),
K1A 0E4

OBJET: RECOMMANDATIONS DU RAPPORT HORTE POUR ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE - PROPOSITION DE L'ONÉ RELATIVE À DES AUDIENCES PRÉLIMINAIRES

Résumé

Conformément à notre politique habituelle, l'Office vous répondra dans une lettre séparée au sujet des diverses recommandations avancées dans le rapport du Groupe de travail Horte sur le coût de la construction des pipelines. J'aimerais, cependant, profiter de l'occasion pour examiner une recommandation particulière d'importance qui avait trait aux responsabilités de l'Office - notamment la proposition en vertu de laquelle les promoteurs d'un projet pourraient soumettre leur grand projet à une évaluation préliminaire de l'Office et du gouvernement. Bien que l'Office appuie l'objectif général de cette recommandation, il ne croit pas que le moyen proposé soit le plus approprié d'un point de vue juridique ou d'un point de vue pratique. Comme solution de remplacement, l'Office propose dans la présente lettre un processus qu'il qualifie d'audience préliminaire, qui, à notre avis, permettrait de mieux atteindre l'objectif de la recommandation du rapport Horte.

Audience préliminaire

L'Office reconnaît l'importance que les sociétés pipelinières attachent au besoin de mener une évaluation préliminaire, sous une forme ou sous une autre, au cours du processus d'approbation des grands projets. Le rapport Horte met en relief non seulement les opinions du Groupe de travail à cet égard, mais aussi des observations et recommandations du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord dans son rapport de mars 1983. L'approbation de principe proposée par le Comité Hastings

...2

et l'évaluation préliminaire préconisée par le Groupe de travail corresponde au même concept. Dans les deux cas, un requérant recevrait l'indication que le gouvernement accepte ou rejette un projet avant que le processus d'audience publique de l'ONÉ ne se mette en branle. Les deux solutions s'efforcent de remédier au même problème fondamental, problème qui préoccupe non seulement les promoteurs des grands projets pipeliniers, mais aussi tous les promoteurs de grands projets de mise en valeur de ressources énergétiques nécessitant une approbation réglementaire.

Le problème est associé au fait que les projets énergétiques gigantesques d'aujourd'hui sont énormes, coûteux et complexes, et qu'ils touchent aux intérêts d'un secteur de plus en plus vaste de la société canadienne. Dans ces circonstances, il devient de plus en plus difficile et de plus en plus coûteux de préparer et de traiter les requêtes présentées à l'Office. Celles-ci abordent davantage de sujets, et leur audition dans un forum public prend davantage de temps. Fréquemment, leurs aspects exceptionnels débordent les critères réglementaires existants; il n'existe souvent aucun précédent qui puisse servir d'indicateur des positions et attitudes probables que l'Office et d'autres organismes pourraient adopter.

De l'avis de l'Office, il faudrait mettre sur pied une procédure qui permettrait aux requérants, au tout début du processus, de se faire une meilleure idée des problèmes auxquels font face leurs propositions, comment ces problèmes seront vraisemblablement envisagés par d'autres, et ce que l'Office considère comme problèmes et comme la façon appropriée de les régler. Les requérants doivent être en mesure d'évaluer leurs chances d'obtenir l'approbation réglementaire avant de dépenser, ou de s'engager à dépenser, des sommes considérables; s'ils décident de donner suite à leur requête, les requérants doivent savoir sur quels aspects de leurs propositions ils doivent concentrer leurs ressources.

En cherchant les moyens d'atténuer les problèmes inhérents au processus d'approbation des projets gigantesques d'aujourd'hui, l'Office a examiné le concept de l'approbation de principe. Cette approche envisage essentiellement que l'Office recevrait une requête préliminaire sous une forme ou sous une autre, tiendrait une audience publique sur cette requête, rendrait une décision de principe, et soumettrait cette décision au Cabinet pour approbation ou rejet. Après un examen attentif, l'Office a conclu que la Loi sur l'ONÉ ne se prêterait pas à ce concept d'approbation de principe. La Loi pourrait, bien sûr, être modifiée. Cependant, il faudrait soigneusement pondérer les considérations autres que statutaires et juridiques.

Les procédures existantes de l'Office, qui sont le fruit de nombreuses années d'expérience, sont un moyen terme entre le désir d'un promoteur de faire rapidement étudier sa requête, le droit des parties intéressées à être entendues, et le besoin

d'obtenir des renseignements appropriés sur lesquels pourrait être fondée une décision. L'Office considère la totalité du projet pour lequel une approbation est demandée, et il tient compte de la multitude de considérations pertinentes dans chaque cas particulier. Il ne doit pas lier sa décision finale à des opinions préconçues fondées sur une connaissance incomplète de toutes les ramifications de la proposition qui lui est présentée. L'Office ne peut pas non plus prendre de décision sans avoir reçu les opinions et positions des parties intéressées. Bien souvent, il est impossible de connaître ces opinions et positions avant que la requête soit complète.

Même si l'Office pouvait légalement adopter la méthode de l'approbation de principe, il se préoccupe vivement de ce que la procédure pourrait ne pas être pratique et pourrait ne pas servir les intérêts du requérant et des autres parties intéressées. En ce qui concerne le requérant, il courrait le risque, après avoir reçu l'approbation de principe, et après avoir dpensé de l'argent en attendant de recevoir l'approbation demandée, que l'Office puisse par la suite être saisi de questions qui le feraient revenir sur sa décision. Du point de vue des intervenants qui s'opposent à une requête, la délivrance d'une approbation de principe ferait, dans une certaine mesure, passer le fardeau, du requérant qui doit présenter ses arguments, à son opposant qui devrait prouver que, nonobstant l'approbation de principe, il ne faudrait pas donner suite au projet.

Tout bien considéré, l'intérêt apparent du concept d'approbation de principe serait, de l'avis de l'Office, contre balancé par la perception que cette approche était en fait un moyen de contourner le processus de réglementation, et de court-circuiter les évaluations globales et les décisions indépendantes de l'Office. Il existe, selon l'Office, d'autres moyens de parvenir aux améliorations demandées en risquant moins une réaction publique et négative.

L'Office a l'intention, dans le proche avenir, de mettre à l'essai une nouvelle approche dès réception de la requête prévue d'une licence d'exportation d'électricité de la centrale nucléaire proposée de Lepreau II au Nouveau-Brunswick. Ce projet, en vertu duquel, pour la première fois, une centrale canadienne serait installée et exploitée pour desservir le marché d'exportation, a des caractéristiques exceptionnelles. En effet, il est important que d'énormes dépenses ne soient pas faites ni engagées avant que les questions soulevées par le projet soient délimitées et que le requérant ait évalué l'approche vraisemblable vis-à-vis de ces questions. Par conséquent, l'Office a l'intention de tenir une audience rapide sur les approches, questions et méthodologies fondées sur des renseignements fournis par le requérant en quantité suffisante pour permettre à l'Office et aux parties intéressées d'examiner en survol la nature de sa

proposition, ses caractéristiques économiques, financières, techniques et environnementales importantes, et toute autre question qui semble revêtir une importance primordiale en ce qui concerne la décision d'approuver ou de rejeter la proposition.

Après l'audience préliminire, l'Office publiera un rapport exeposant ses conclusions sur la délimitation des questions, sur leur importance, sur la manière dont elles devraient être résolues, et sur les renseignements détaillés à produire au cas ou le requérant donnerait suite à sa requête. Le rapport indiquera, le cas échéant, l'approche qu'adoptera l'Office pour régler ces questions, ce qui constituera la structure de l'audience détaillée de la requête qui sera tenue ultérieurement.

Le rapport préliminaire de l'Office qui vient d'être décrit aidera le requérant à décider s'il doit ou non donner suite à sa requête, c'est-à-dire, si d'importantes dépenses et engagements sont justifiés. Le promoteur saura aussi sur quels domaines il doit concentrer ses efforts au cas où il continuerait à rechercher l'approbation du projet. Le Cabinet fédéral utilisera peut-être le rapport préliminaire de l'Office sur le projet et sur les questions clés qu'il soulève pour déterminer son attitude vis-à-vis du projet. En ce qui concerne les autres parties éventuellement intéressées, elles devraient juger utile l'audience préliminaire pour décider quelle position prendre et pour préparer des interventions efficaces.

Il est vraisemblable qu'une approche similaire sera adoptée vis-à-vis des requêtes prévues de licences visant à exporter du gaz naturel du projet de l'Île de Sable et de Venture et d'un certificat relatif à des installations de gazoducs associées. Encore une fois, il faudra probablement délimiter les questions particulières au cours d'une audience et d'un rapport préliminaires.

Nous avons bon espoir que, à mesure que les détails de la nouvelle approche vis-à-vis des requêtes relatives aux projets de Lepreau II et de l'Île de Sable seront élaborés et mis à l'essai, les améliorations du processus de réglementation demandées par les promoteurs de grands projets de ce genre seront amplement réalisées.

Bien que l'approche de l'Office ne comporte pas d'approbation de principe, comme le recommandait le Comité Hastings, et ne comporte pas non plus de décision du Cabinet, comme le recommandait le Rapport Horte, son approche est, à bien des égards, semblable à l'évaluation préliminaire recommandée par le Rapport Horte. Bien que la recommandation du Rapport Horte envisage des modifications à la Loi sur l'ONÉ, aucune d'elles n'est requise pour l'approche de l'Office.

Nous aimerions nous entretenir sur ce sujet de façon plus approfondie avec vous si vous le désirez. Quoiqu'il en soit, l'Office vous fournira un rapport sur l'état d'avancement du nouveau processus et sur l'expérience acquise grâce à lui au fur et à mesure de son élaboration au cours des mois à venir.

Veuillez croire, Monsieur le Ministre, à l'assurance de ma haute considération.

C. Geoffrey Edge

**APPENDIX "ENR-9B"**

# FEDERAL RESPONSE

# TO

# REPORT OF THE SPECIAL COMMITTEE

# ON THE NORTHERN PIPELINE

# ON

# TRANSPORTATION OF PETROLEUM AND NATURAL GAS

# NORTH OF 60°

Coordinated by Indian and Northern Affairs
March, 1984

INTRODUCTION

The government is pleased to have this opportunity to respond to the Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

The Senate Committee has conducted a major assessment of the technical, environmental and social implications of alternate transportation proposals for the Arctic Region and government is most interested in its views and recommendations.

Many of the recommendations are fairly broad and touch on a number of federal departments and agencies. In order to assess and respond to these recommendations in a comprehensive way, the Department of Indian Affairs and Northern Development, in cooperation and consultation with the interdepartmental Senior Policy Committee on Northern Resource Development Projects, has prepared this coordinated response.

The Senate Committee has identified many critical concerns and issues which government agrees must be addressed if northern hydrocarbon development is to proceed in an orderly and responsible manner.

Government shares the concerns of the Committee and is committed to ensuring that programs and policies are not only timely but sufficient to manage the complexities of northern hydrocarbon development. In many respects, the Senate Committee has endorsed the direction government is taking to prepare for future hydrocarbon production. It is encouraging to see that the Committee confirms the virtue of these policy directions.

It is government's view, however, that the Senate Committee has underestimated the importance of international developments on the timing and scale of hydrocarbon development in the north. The global energy situation continues to make uncertain the future course of northern petroleum resource development. The combined effect of economic recession and conservation has resulted in a decline in oil consumption, with no indication of an imminent reversal.

The current international oil price situation has some important implications for the timetable and scale of northern hydrocarbon development. Some energy development will be sensible only if oil prices rise consistently; others will be viable with more moderate price increases. Small scale developments may be more feasible than large scale. International oil price developments will therefore be a major factor in determining the extent of Canada's energy development and the role of such developments in the Canadian economy.

Canada's frontier and non-conventional oil energy supply structure makes the challenge of world price uncertainty especially great, because some proposed development projects are large and require large investments, with long lead times for planning, financing and construction. Uncertainty over the future course of prices poses particular problems for such projects. While innovative fiscal policies can go part way towards shifting some of the burden of uncertainty from the investor to governments, projects which are marginally economic will face difficulties as long as this price uncertainty prevails.

The government is committed to national energy self-sufficiency and maintenance of existing policies and programs to encourage exploration and development of northern hydrocarbon resources in a way that is compatible with Canada's national interest and in the interest of northerners. But events since 1980, including changes in the oil pricing picture, will continue to influence frontier development timetables. International oil prices, reduced demand, and inconclusive exploration results have, in fact, shifted the northern production horizon back by several years from the timetable which industry previously presented to the Committee.

There is another international dimension which could have a bearing on the pace and nature of northern hydrocarbon development. Canada's arctic neighbours, the United States and Denmark, are concerned about environmental impacts of Canadian projects and will seek to ensure that Canada meets its international obligation to minimize the risk of transboundary environmental damage. For example, Canada recently concluded a Marine Environmental Cooperation Agreement with Denmark under which both parties are obligated to consult in certain circumstances.

The importance of the environmental, social, and technological unknowns regarding the transportation of oil and gas to market is notable. Despite industry's view that either tanker or pipeline transportation systems are technically viable and that environmental and socio-economic impacts of both systems can be maintained within acceptable limits, there are still gaps in the level and detail of information required to assess the environmental factors associated with potential oil spills and tanker traffic through the Northwest Passage.

It is government's position that further research must be undertaken by both industry and government to fill in the more important knowledge gaps related to the various factors that must be weighed in a final decision on the most appropriate transportation mode.

Despite industry's desire for an overall or master plan for northern hydrocarbon development, it is premature to establish firm policy relating to timing of development and modes of transportation in the absence of adequate information on the level of Beaufort Sea reserves, world demand and price and the cost of production for Beaufort Sea oil.

There is no master plan which states how and when northern hydrocarbon production will take place. But that is not to say there is no policy structure or strategy for northern development. It also doesn't mean there aren't solutions for individual problems. There is a logic and rationale - a policy structure which will ultimately guide the course of northern hydrocarbon development.

The federal government's policies for northern development emanate from the 1972 policy framework which established national objectives and priorities for Canada's north. These objectives and priorities were directed toward improving the quality of northern life, protecting the northern environment as an essential element of economic and social development, encouraging viable economic development (especially a balance between renewable and non-renewable resource development), and promoting meaningful progress toward responsible government. While a number of modifications and elaborations on this framework have been made since 1972 to reflect some of the important changes which have occurred both in the north and nationally, the principles on which the objectives were built are just as valid today as they were a decade ago.

- The people of the north should have a meaningful role in the decisions affecting development.

- Development should occur in such a way that it will contribute to the aspirations of the people of the two territories.

- Implementation should be carried out in a manner that will minimize both negative socio-economic effects and adverse impacts on the biological and physical environment, including the aesthetic aspects.

- The oil and gas resources should be explored and developed in ways which serve Canadian energy policy. The timing and manner in which the development is implemented should result in optimizing the Canadian content and the industrial and technological benefits to Canada.

The federal government's objective for the 1980's is to create, to the extent possible, an environment of certainty and stability which will permit eventual hydrocarbon resource development while at the same time encouraging essential elements of government's northern policy objectives to evolve.

But this certainty and stability can only come about with the resolution of those issues that create uncertainty, suspicion and controversy. Government must increasingly be a "consensus-catalyst" for competing groups rather than one which arbitrarily imposes solutions. Government's role must therefore be the bridge-builder in finding a consensus between differing minds.

The federal government's strategy for the 1980's is to continue its efforts to settle land claims in the north, to promote progress toward responsible government and to put in place a system of regional land use planning.

Government has reaffirmed its commitment to the settlement of land claims by providing additional claims funding and resources to enable all claims north of 60° to be pursued. In fact, two of these are approaching resolution. An agreement-in-principle with the Council for Yukon Indians and a final agreement with the Committee for Original Peoples' Entitlement have recently been reached. The claims negotiation process is the preferred instrument for dealing with the north's particular dynamics because, by its nature, the process does not impose solutions - it is one of mediation, reconciling differences and bridge-building. This process will take time, but the results will provide much of the framework needed to promote the social and economic development of the north.

Political development of the north is another key element of the northern strategy. Since the November 1982 Cabinet decision to give northerners a greater control over their own governments, much progress has been made towards responsible government as both territories begin to develop policies in keeping with their own vision of the future. Within the federal government, considerable effort has gone into dealing with the issue of responsible government in the north, innovative financial arrangements and the division of the Northwest Territories.

Equally important is the comprehensive regional land use planning now being implemented with northerners' support and participation. Information needs for the Beaufort have already been identified and a regional plan should be complete by 1987. Similar plans will be generated for all of the north over the next seven years. Land use planning is important because it will establish a framework for local and regional development and provide northerners with a direct voice in determining best uses for land and marine resources.

Certainly the settlement of land claims, the movement towards responsible government and the implementation of land use planning will go a long way towards promoting an environment of certainty and stability necessary to permit other elements of government's framework for northern development to fall into place.

Government is committed to northern hydrocarbon resource development - but not at any cost. Government has a responsibility and a commitment to ensure that northerners' social, environmental, economic and political interests are prime considerations in charting the course of northern development. The pace of development should not exceed the ability of northerners to accommodate and participate in this progress and change.

Despite the uncertainties surrounding hydrocarbon development in the arctic, government is committed to developing the policies and planning necessary to prepare for resource development at a rate commensurate with the need and the availability of information necessary to make difficult decisions which will ultimately have profound effects on the north, and the nation as a whole.

For example, as a first step in the planning process, the Department of Indian Affairs and Northern Development referred the concept of hydrocarbon production in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta area to the Federal Environmental Assessment Review Office (FEARO) for public review. This review process is important in ensuring that the environmental and socio-economic impacts of all resource projects are determined in advance so that appropriate planning and implementation decisions can be made. Ultimately decisions will depend on a project being shown to be manageable in terms of environmental and social impacts, to yield significant northern benefits, and to be in the national interest in terms of energy policy.

In 1982, the federal government approved a northern hydrocarbon development strategy. This strategy provides for northern hydrocarbon production to proceed in a phased manner by initially developing proven commercial reserves on a small scale, demonstration basis subject to normal regulatory and review processes. The approach is both measured and deliberate, allowing incremental expansion in keeping with performance records, as well as changing market conditions. This approach, through demonstration projects, will ensure that development proceeds at a pace which is acceptable to northerners and manageable by the federal government. This strategy also calls for an acceleration of government research and planning activities in a comprehensive and coordinated manner through the Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP) so that we will have the best possible analytical base to make decisions on large scale development proposals put forward by industry.

The Northern Oil and Gas Action Program is intended to provide the coordinating effort and resources required by participating federal and territorial departments to conduct the priority planning and research activities concerning social, economic, environmental and technical matters that cannot be funded through the normal budgetary process so that government is prepared for large scale hydrocarbon production. Up to $130 million will be spent over seven years beginning in 1984-85. NOGAP represents the federal and territorial governments' assessment of the planning and research priorities which must be addressed if governments are to be prepared to manage northern hydrocarbon development (production and transportation) by the early 1990's. With respect to the Beaufort, the program is premised on two possible scenarios, so that transportation options are kept open:

- a small diameter buried oil pipeline up the Mackenzie Valley from the Delta to Norman Wells; and

- all-year ice-strengthened tanker transportation of oil from one or two artificial islands or platforms in the Beaufort, eastward through the Northwest Passage.

Transport Canada is also working on plans to build what would be the world's most powerful ice breaker. The Polar 8, as it has become known, could move through eight feet of ice and would have 100,000-horsepower engines capable of operating in one of the most hostile marine environments in the world. The Department has received approval from Treasury Board of a funded bid process for the design stage of the Polar 8, leaving the construction decision for a later date. The lead time for this powerful icebreaker is such that it could be available by the 1990's.

A major step was taken by the Department of Indian Affairs and Northern Development and the Department of Energy, Mines and Resources in 1981 to coordinate the oil and gas management functions of both Departments. Those functions of both Departments were pooled into a single organization, the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), which is responsible to both Ministers in their respective geographic areas of responsibility. COGLA administers the Canada Oil and Gas Act and the Oil and Gas Production and Conservation Act and the many regulations thereunder.

Government agrees with the Senate Committee that major projects like Beaufort Sea region development can present a challenge to the Canadian manufacturing sector. The government is committed to ensuring Canadian participation in all major projects. The Canada Oil and Gas Act is an essential element of government's effort to provide opportunities for Canadians to participate in the petroleum industry and much progress has been made in implementing measures to achieve these objectives. Several exploration agreements have been signed that will create employment and industrial opportunities for Canadians. For example, in 1982, there was over $1.5 billion of expenditures related to petroleum exploration of which some $1.125 billion, or 73 per cent, was spent in Canada. An additional one billion has been invested on capital equipment to be used in the Canada Lands. Approximately 50 per cent of the expenditures associated with these capital investments have been injected into the Canadian economy during 1982. Of the 5,700 employment opportunities created by petroleum related activities, 84 per cent were filled by Canadians.

As more companies have renegotiated existing oil and gas rights under the new Canada Oil and Gas Act, DIAND has consolidated and extended its northern social and economic benefits program. As a recent initiative, DIAND and the territorial governments are discussing the establishment of regionally based Northern Benefits Committees to deal in a comprehensive manner with regional concerns related to the Canada Benefits plans.

DIAND is establishing a process to coordinate and facilitate the development of major industrial projects in the North, including those relevant to hydrocarbon transportation. This process - the Review and Assessment of Major Projects (RAMP) - provides a framework within which government policies and regulatory practices which are relevant to a particular project can be applied to that project through the full involvement of the appropriate government department or agency. This process, co-ordinated by the Project Development Division in DIAND, includes development of detailed project descriptions, a detailed design of the applicable review process, and coordinated assessment, approvals and project evaluation.

The Norman Wells Pipeline Project is an example of the approach government could take in managing other hydrocarbon development projects. This project is being monitored and evaluated very carefully and much valuable experience in project management is being gained by governments, industry and northerners. We have both the time and commitment to use this experience to plan for bigger and more difficult projects like hydrocarbon production from the Beaufort Sea.

The Norman Wells Project Coordination Office is the focal point for the interests of governments, industry, communities and individuals. This "one window/open door" management structure has brought about much interaction between interested parties and has shown that satisfactory resolution of concerns and problems can be achieved without diminishing the authorities of line government departments or the roles of communities and individuals. The approach government has taken in handling the Norman Wells Project has already demonstrated that government can successfully manage major projects for the benefit of Canada and the north.

Using Norman Wells as a model, it is anticipated that project coordination offices, each headed by a senior official would be set up to deal with future hydrocarbon development projects. These offices would be charged with the responsibility for overseeing the coordination of the activities of government relating to the development and ensuring that the commitments that exist between the proponents, the public and the various levels of government, are respected.

The federal and territorial governments and industry recently agreed on new approaches to improve coordination and enhance community participation in dealing with problems in the Beaufort Sea area. The Beaufort Mackenzie Delta Development Impact Zone Society has been recognized as the primary point of contact between governments and communities in the Mackenzie Delta and on the Beaufort coast. The society will directly advise the Minister of DIAND and the GNWT Minister of Energy, Mines and Resources according to their respective areas of authority and responsibility. The Society will be used as the focus for regional issues and as a means of coordinating government support to regional initiatives.

At the same time, a Mackenzie Delta/Beaufort Sea Coordinating Office has been established in Inuvik as a means of focusing government response to community and regional concerns. The Office is headed by a special facilitator/coordinator who will liaise with both levels of government, industry, the Society and other affected groups.

The increasing complexity of assessment and regulation of major industrial projects is perceived by many to be imposing delay, high costs and other problems upon the activities of the private sector in the Northwest Territories and Yukon. The uncertainty arising from this complexity is also causing increased frustration to all northerners and has led to recommendations that the regulatory process be improved in the north. In the fall of 1983, DIAND initiated a Northern Regulatory Review to analyze, evaluate and recommend changes to selected regulatory and approval processes that affect development proposals and projects north of 60°. It is expected the overall result will be a streamlining of the current regulatory and approval processes.

Quite clearly, there are still a number of measures that must be instituted to round out the policy picture. Government shares the concern of the Committee that options in such matters as land use and resource and environmental management not be foreclosed because of a lack of proper planning. The Senate Committee will be pleased to know that government is moving ahead quickly to develop the policies and planning necessary to address these issues. For example, the Northern Land Use Planning policy was approved in July, 1981.

The recommendation-by-recommendation responses follow. These detailed responses to the Committee's recommendations go a long way in mapping out the major government initiatives already underway or on the drawing boards to prepare for further development of the north. These initiatives include an environmental and resource management strategy, a conservation policy, infrastructure development, research in cold ocean technology and initiation of a comprehensive review of the regulatory review process. Government is committed to developing the policies and programs necessary to prepare for hydrocarbon development - but at a rate commensurate with the need.

There is no master plan for hydrocarbon development. But there is a policy structure and strategy in place, as well as organizations, which will ultimately guide the course and direction of hydrocarbon exploitation at a rate and a manner compatible with a delicate social and environmental balance.

In the final analysis, a combination of international, national, and northern considerations will affect the rate and nature of the exploitation of hydrocarbon resources in the north. These considerations are never entirely compatible, and government must maintain a proper balance by facilitating sound resource development, while at the same time ensuring the north's social, economic and environmental values are maintained and protected. Ultimately, decisions will depend on a project being shown to be manageable in terms of environmental and social impacts, to yield significant national and northern benefits, and to be in the national interest in terms of energy policy.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That federal government policy and planning relating to such matters as northern energy, land use, environmental management, manpower training and infrastructure development be formulated early in 1983.

That the federal government give high priority to settling land claims and resolving issues relating to constitutional evolution.

---

FEDERAL RESPONSE

Government is committed to developing the policies and programs necessary before hydrocarbon resource development proceeds so that options in such matters as land use and resource and environmental management are not foreclosed nor the priorities of northern people relegated to a secondary position. Government is moving quickly to develop the policies and planning necessary to round out the policy picture so that these issues are addressed and the ground rules for bringing arctic petroleum resources to market are clearly established. Government is committed to developing the policies and programs necessary to prepare for hydrocarbon production, at a rate commensurate with the need.

Northern Energy

In February 1984, proposals made by the Minister of Indian Affairs and Northern Development regarding the future role and mandate of the Northern Canada Power Commission (NCPC) were endorsed by Cabinet. While the NCPC will continue as a single federal Crown corporation, a process will be initiated to improved both the operational efficiency and public accountability of the NCPC, while making it more sensitive to the concerns and needs of northern consumers.

One of the most important features of the federal plan is the phased relocation of NCPC headquarters from Edmonton to Yellowknife. Not only will this make the Commission more responsive to northern concerns, but it will provide a significant economic stimulus in both territories. A second feature of the plan is the regulation of the NCPC by a Panel of the National Energy Board. Each territorial government will be invited to nominate one representative from their public utility board to sit on the Panel along with two representatives and a chairman from the NEB. This will also ensure that the territorial utility boards are involved in the planning and development of a new rate structure for the NCPC.

Finally, in order that the NCPC's rate structure reflect the true cost of delivering power to all users, new rate setting principles will be implemented. The price of electricity will be determined through a rational and objective process which allows the Commission to operate on sound financial principles. NCPC's debt structure will also be reassessed before April 1985 after its assets are valued to determine whether and how much debt should be written off or converted for equity. It is expected that following public hearings by the NEB Panel in the North, a new cost-based rate structure can be implemented on a test basis by April, 1985. However, NCPC's rate increases will be limited to four percent in 1985-86 according to the Administered Prices Policy.

Existing direct federal energy subsidies will continue to March 1985. This will allow officials to begin an extensive study and research program involving a complete review of the form and size of northern energy subsidies in relation to the new utility rate structure. The ultimate objective will be to enhance energy conservation and the use of alternative energy sources, through developing a strategy which increases both the efficiency of energy use and of energy subsidization.

## Land-Use Planning

Regional land use planning based on a policy approved by Cabinet in 1981 will establish a rational approach to development in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta and other areas. Agreement has been reached with territorial governments and native organizations on the priorities, methodologies and goals. Information needs for the Beaufort have already been identified and a regional plan for the Beaufort should be complete by 1987. Similar plans will be generated for all of the North over the next seven years. Land use planning will establish a framework for local and regional development, and provide northerners with a direct voice in determining best uses for land resources. It is an important policy initiative relating to resource management in the North because it creates a framework which aids in decision making and takes into account the social, economic and environmental values of northerners.

## Environmental Management

In few areas are the issues surrounding man-environment relationships more relevant than in the north. Here, the linkages between the realities of the environment and man's welfare are very direct. Human life and property can easily be placed at risk, as can northern ecosystems, with little leeway for error. If a desireable northern future is to unfold, harmony between man and environment must be central to all aspects of northern development. But creating and sustaining this harmony is no small undertaking. It requires balance and pacing, and it calls for parallel commitments on several fronts.

As a first step, we know how important it is that environmental and socio-economic impacts of resource projects and activities are determined in advance so that appropriate mitigative measures can be taken. And we are developing the scientific and technological capability necessary to assess the feasibility, acceptability, and social and environmental impacts of these projects before crucial and irreversible decisions are taken.

This, in fact, was the thinking behind the federal Environmental Assessment and Review Process. The EARP is an important source of information on which government can base decisions that will affect the north. This comprehensive process is intended to ensure that each proposal is subjected to an orderly review so that the environmental and socio-economic consequences can be measured and assessed before decisions are made. Certainly the results of the Beaufort Environmental Assessment and Review, for example, will ultimately have an important bearing on government policies for northern hydrocarbon development and will help set the stage for further planning and regulatory activity.

The Department of Indian Affairs and Northern Development is also in the process of developing an environmental/resource management framework that will relate to and tie together resource use policy, resource and environmental regulation and environmental quality against the backdrop of industrial and resource development. The objective is to formulate a responsible resource and environmental policy framework to meet the demands of increasing northern development in the 1980's and beyond.

Another major activity during 1982-83 was the initiation of a process to develop a comprehensive conservation policy and strategy for the Northwest Territories and Yukon. The purpose of the policy strategy is to enunciate a clear and comprehensive statement on conservation as well as identify effective mechanisms and processes for the implementation of this policy. The recently appointed Task Force on Northern Conservation will identify key conservation areas in the Beaufort Sea/Mackenzie Delta region and elsewhere and recommend appropriate levels of protection.

## Manpower Training

The federal government's employment objectives, as enunciated by the Canada Employment and Immigration Commission (CEIC), have been relatively consistent since 1973. These objectives are to maximize employment and career opportunities for Canadians; to increase the skill and technological level of the Canadian work force; and to promote employment and training opportunities for under-utilized target groups and individuals.

Although the actual semantics of the CEIC's human resource planning objectives and guidelines have been revised over time to appropriately reflect the context in which they were used and, as well, to respond to private sector recommendations, their essence is fundamentally the same as it was in 1973. As such, the federal employment position and expectations in negotiations pertaining to energy project negotiations throughout the decade have been consistent, reasonably articulated and well understood by the private and public sectors alike.

The Canada Employment and Immigration Commission has anticipated the concerns of the Senate Committee and has mounted a number of training measures. Some $150,000 has already been spent on training for resource development projects in the Beaufort Sea and the Arctic Islands. In addition, incremental funding has been identified for the Norman Wells Project in 1983-84 totalling $500,000 under the National Industrial Training Program and $2.1 million under the Institutional Training Program.

Infrastructure Development

The federal government is also committed to ensuring that all necessary infrastructure and support services are in place at a level and a time appropriate to the scale of the development. Planning in the Beaufort region, for example, is initially being done by government through the Beaufort Environmental Assessment and Review Process.

At the present time, over $12.7 million is budgeted from federal energy R & D funding under the National Energy Program for research and development associated with the provision of support services for transportation of northern oil and gas. The government has also announced its intention to provide territorial governments with funding they require to provide infrastructure and services to support northern development in a manner that ensures that the services are in place before the development proceeds.

Land Claims

It is clear that the federal government has a deep political commitment to the resolution of native land claims. This commitment was capped with the 1983 Constitutional Accord in which it was agreed that treaty rights recognized under section 35 of the Constitution would include rights that now exist by way of land claims agreements.

In reaffirming its commitment to the settlement of native land claims, the government also determined that increased resources would be required by both claimant groups and government negotiators if claims preparation and negotiation were to be sustained at a level that would enable an early resolution. Additional claims funding and negotiating resources have therefore been provided to enable all claims north of 60° to be pursued. In fact, two of these are approaching resolution. An agreement-in-principle with the Council for Yukon Indians and a final agreement with the Committee for Original Peoples' Entitlement have been recently reached.

Political Development

On November 22, 1982, Cabinet accepted in principle division of the NWT contingent upon the following conditions:

i) settlement of all comprehensive claims;
ii) agreement amongst northerners and with the federal government on the boundary and location of any new administrative centres;
iii) agreement amongst northerners and with the federal government on the distribution of powers with respect to local, regional and territorial levels of government;
iv) continued support for division by a majority of NWT residents.

An NWT Constitutional Alliance composed of representatives of all the major native organizations and four representatives of the NWT Legislative Assembly has been established to deal with questions of common interest such as a future divisional boundary. The federal government is funding the work of the Alliance to the amount of $2.2 million during 1983-84 and 1984-85 to determine a divisional boundary and the distribution of powers at the local, regional and territorial levels. The Alliance, through its two forums (Western Constitutional Forum and Nunavut Constitutional Forum) is now in the process of seeking a consensus among northerners on these items and related issues.

As of January 1984, following the territorial election, the position of a federally appointed Deputy Commissioner ceased to exist as an active feature of northern politics and as a participant in the activities of the Executive Council. The leader of the elected Executive is the Deputy Chairman of the Executive Council and the Commissioner has relinquished his role as Chairman of the Financial Management Board.

While provincial status for Yukon and the NWT is not a realistic objective in the foreseeable future, the federal government has renewed its longstanding commitment to responsible government and reinforced that commitment with new measures that will provide a solid base for future political growth. The Yukon Act will be amended as soon as native claims have been settled to confirm in law the steps already taken toward achieving responsible government in Yukon. This process will be delayed in the NWT until such fundamental issues as division are resolved.

The federal government is also moving to introduce a formula-based approach to providing financial support to the territories to enable northern governments to allow longer term financial planning and greater accountability to their legislature for budget decisions. To further strengthen the territorial governments and help them deal with the related costs of resource development, the federal government has also committed itself to give the territories a certain level of discretionary revenue.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That the activities and techniques in each phase of the incremental development proposal for the Beaufort Sea Region be carefully monitored by the responsible Federal Government agency for technical competence and suitability for year-round operation. .

---

FEDERAL RESPONSE

Meeting this objective is a primary purpose of the federal government's hydrocarbon development strategy. The strategy provides for a cautious phased approach through demonstration projects so that governments, industry, and the public can learn as much as possible from incremental development. Demonstration and pilot projects will be carefully monitored and evaluated to determine their suitability for further application in the north and to ensure that all parties learn as much as possible from the initial phases of development. In this regard, the Norman Wells oilfield expansion and pipeline project is currently the focus of careful monitoring so that the lessons learned from that project can be applied to bigger and more difficult projects like hydrocarbon production from the Beaufort Sea.

The Department of Indian Affairs and Northern Development is in the process of establishing a Regulation and Assessment of Major Projects mechanism to coordinate government activities relating to major industrial development projects. This coordination will eliminate unnecessary impediments to the evaluation and implementation of projects. At the same time it will ensure that appropriate technical, environmental and socio-economic conditions are in place so that development can proceed in a way which will meet national and northern objectives and avoid costly mistakes and lasting damage. Under this process, the review and approval process for any project with a high "new technology" content will be designed to include, to the extent possible, incremental approvals with a careful review at each step to ensure the integrity of new technology in practice.

DIAND also initiated, in the fall of 1983, a Northern Regulatory Review to analyze, evaluate and recommend changes to selected regulatory and approval processes that affect development proposals and projects north of 60°. It is expected that the outcome will be a streamlining of the current regulatory and approval process.

In addition, regulations pursuant to the Canada Oil and Gas Production and Conservation Act respecting structures, diving, geophysics, pipelines and production are in draft stage and will be promulgated soon. These regulations will set operating standards for northern operations and govern the appropriateness of these operations for year-round applicability. Under this Act, the Development Plan approval process is designed to permit incremental approvals with terms and conditions, inspections, monitoring and research required before subsequent approvals are granted and production can begin.

Transport Canada monitors exploration vessel activity in the Beaufort Sea, particularly with respect to these vessels' operational capabilities in seasonal extremities. The department is also collaborating with industry in various research and development projects to evaluate the performance of their Arctic Class vessels.

One of the major problems encountered when attempting to assess the environmental impacts of the new, extensive and innovative industrial activities occurring and proposed for the Beaufort Sea is the limited extent of relevant previous experience in the offshore arctic. In response to this difficulty, the Departments of Indian Affairs and Northern Development (DIAND) and Environment (DOE) have launched a program entitled the Beaufort Environmental Monitoring Project. The goal of the Project is to provide DIAND with recommendations for a comprehensive and defensible research and monitoring program for the Beaufort Sea area. It will serve as a mechanism to focus, design and integrate Beaufort Sea monitoring and research activities related to the regulatory responsibilities of COGLA and the Northern Affairs Program of DIAND.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That operating and safety standards relating to production and transportation call for an appropriate level of personnel training and experience under arctic conditions.

---

FEDERAL RESPONSE

Government agrees with the Senate Committee that the safety of those involved in arctic development must be assured. Regulations pertaining specifically to production, pipelines, structures and diving have already been drafted and should be promulgated in 1984-85. These regulations, which will be implemented by The Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), will set appropriate standards for companies to operate under extreme arctic conditions.

Industry, responding to requests from the Canada Employment and Immigration Commission and COGLA, is currently involved in a study of 25 occupations associated with offshore oil and gas so that appropriate training programs can be put into place to produce the skilled personnel needed to operate safely and efficiently under severe arctic conditions. Similarly, discussions are underway with Dome, Esso and Gulf to develop task analysis and training programs for senior positions on dredges in the Beaufort Sea to ensure safe and timely movement of Canadians into these senior positions.

The Marine Administration of Transport Canada is now engaged in the development of manning standards for Arctic Class vessels, in anticipation of the unique conditions that will prevail during transit of the Northwest Passage and the psychological stresses arising therefrom.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That high priority be given by government and industry to financial and research initiatives for the development of experimental technologies that advance Canada's position in the forefront of cold ocean technology.

---

FEDERAL RESPONSE

Government agrees with the Senate Committee that the introduction of untried technology is especially risky in the arctic environment and supports the Committee's recommendation that high priority be given to financial and research initiatives for the development of experimental technologies that advance Canada's position in the forefront of cold ocean technology.

DIAND, among others, has legislative and regulatory responsibilities with respect to this recommendation, principally in coordination with COGLA and ITC/REE in administering the Industrial Benefits for northern Canada. Under the Canada Benefits obligations pursuant to the Canada Oil and Gas Act and the Oil and Gas Production and Conservation Act, government has means of influencing the amount, type and sourcing of research that industry must conduct. Additionally, DIAND is responsible for the assessment of the impact each "new technology" may have on the environment and any socio-economic effects on northern people. Where oil and gas operations are concerned, both onshore and offshore, environmental control and technical safety are provided under the Oil and Gas Production and Conservation Act. Further environmental protection is provided under the Arctic Waters Pollution Prevention Act, the Northern Inland Waters Act and the Territorial Lands Act.

The government has supported and continues to support the development of cold ocean technology. For example, for 1983-84, approximately $15.6 million is budgeted from federal energy research and development funding under the National Energy Program to improve our understanding of cold ocean environments and the engineering design constraints they impose. This represents almost 10 per cent of the $163 million Cabinet has approved for federal energy research and development funding under the National Energy Program.

Funding under the National Energy Program can be classified as follows:

- research to understand cold ocean environments and the engineering design constraints they impose:

| | K$ | |
|---|---|---|
| Offshore geotechnical R&D | 1285 | (EMR, NRC) |
| Gas hydrates | 475 | (EMR, NRC) |
| Environmental design criteria | 1995 | (EC, F&O, COGLA, PWC, NRC) |
| Environmental impacts | 2009 | (EC, F&O) |
| SUBTOTAL | 5764 | |

- research to develop cold ocean technologies:

| | | |
|---|---|---|
| Safety technology | 650 | (COGLA) |
| Marine structures engineering | 2260 | (EC, F&O, COGLA, NRC, PWC) |
| Materials for offshore structures | 2067 | (EMR) |
| Arctic/Atlantic navigation and hydrographic systems | 3405 | (TC, F&O) |
| Arctic Class resource vessels | 1470 | (TC) |
| SUBTOTAL | 9852 | |
| TOTAL | 15616 | |

This by no means reflects the total of government's efforts. The National Research Council, as the primary research agency of the federal government, is involved in a number of major research programs and provides substantial financial assistance to northern technological advances. The new Arctic Vessel and Marine Research Institute is being established to promote and assist the development of a technological capability in Canada for the design, construction and safe operation of vessels and floating structures for operation on or below ice-covered waters. The new institute will permit model experiments of vessels and structures for operation in all types of marine transportation environments, especially the arctic marine environment. This institute will bring Canada's research capability to the forefront in all aspects of ship model studies. A new Ice Tank Laboratory will provide Canada with the world's most advanced ice-covered towing tank allowing more accurate scaling and test results for the large vessels that are planned for construction in Canada's shipyards in the future. Completion of the laboratory facilities and the two towing tanks is scheduled for December 1984. The Institute will work closely with the Centre for Cold Ocean Resource Engineering in St. Johns, Newfoundland, the Bedford Institute of Oceanography in Dartmouth, Nova Scotia, and the Institute of Ocean Sciences in Sydney, British Columbia.

An Advisory Committee has been established to assist NRC and the Institute in program development. This committee, which is composed of government and industrial users and representatives of other interested agencies, is charged with the task of offering NRC guidance in matters relating to program planning, scheduling and use of the facilities. It is expected that the Advisory Committee will also provide a forum which will help to ensure that the totality of Canadian research and development in the area of marine applications, particularly for Arctic conditions, will be adequate to serve the needs of the country.

Active and continuing support and encouragement has also been offered to such programs as the development by the Department of Fisheries and Oceans of the Autonomous Remote Controlled Submersible Vehicle for Arctic hydrographic work and the development by the Polar Gas Project of techniques for installing Arctic pipelines under the ice.

The Marine Administration of Transport Canada has an extensive program of research and development into all aspects of Arctic marine activity. The program includes vessel design research such as hulls, rudders, bows and machinery, by both theoretical and empirical means; remote sensing of ice, ice mechanics and ice navigation; electronic navigation and communications systems; wave climate; vessel simulator; manning; and survival.

Under the Northern Environmental Studies Revolving Fund, established by the Canada Oil and Gas Act, industry will be contributing up to $15 million a year to finance environmental and social studies related to oil and gas exploration and development in the North. These studies, which will address issues directly related to oil and gas exploration and development, will add to the knowledge needed for faster and more informed decision making on the part of government.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That the Federal Government expedite the regional planning process and that the Department of Indian Affairs and Northern Development inaugurate a planning mechanism to allow participatory regional planning to proceed effectively.

---

FEDERAL RESPONSE

Government agrees that it is essential that the territorial governments, federal agencies, native groups and other interested northerners have meaningful input into the planning process for land-use in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Region and elsewhere. The Department of Indian Affairs and Northern Development's land use planning policy will establish a framework for local and regional development, and provide northerners with a direct voice in determining best uses for land resources. In government's view, this is the most important policy initiative relating to resource management in the North.

The Department has completed negotiations with the territorial governments and northern native organizations and agreement has been reached on the priorities, methodologies and goals to officially inaugurate northern land use planning in 1984. Information needs for the Beaufort have already been identified and a regional plan should be complete by 1987. Similar plans will be generated for all of the North over the next seven years.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That all support systems in relation to such marine services as ice monitoring, weather forecasting, navigation, search and rescue and marine escort which are necessary to ensure the reliability and the safety of production and transportation systems be in place before production commences.

---

FEDERAL RESPONSE

Government agrees that essential marine support services must be in place before production commences. To meet the anticipated marine activity associated with Arctic hydrocarbon production and delivery, Transport Canada, which is responsible for the development and operation of a safe and efficient national transportation system, has enunciated an Arctic Marine Services Policy for the provision and administration of services and regulations in support of shipping. The Department has also established a Shipping Control Authority within Coast Guard in response to the recommendations of the Arctic Pilot Project Environmental Assessment Review Panel, and has proposed a Coast Guard Northern Directorate that could ultimately provide the full range of marine services.

Transport Canada has also initiated a research and development program to ensure improved marine technology is in place before production commences. This includes icebreaker design, navigation, communications, and remote sensing systems; weather, sea-state and ice-forecasting; search and rescue, emergency response and pollution prevention equipment; and ports and terminal design. In addition to hardware related research, various studies have been conducted on the feasibility of various transportation modes.

The National Energy Program has also budgeted about $12.7 million for 1983-84 for research and development associated with the provision of support services in the development and transportation of northern gas and oil. This can be broken down as follows:

| | K$ | |
|---|---|---|
| Marine Engineering | 4905 | (EC, COGLA, F&O NRC, PWC) |
| Transportation Systems | 155 | (TC) |

| | | |
|---|---|---|
| Arctic/Atlantic Navigation and Hydrography | 3405 | (TC, F&O) |
| Environmental Forecasting | 3798 | (EC, EMR, F&O) |
| TOTAL | 12,738 | |

In the sense that much of this R&D is directed toward developing cold ocean technology and at the same time developing that technology to improve support services, the above total overlaps with figures presented in relation to cold ocean technologies. Eliminating such double counting, the energy R&D budget in 1983-84 totals about M$19.6.

The Atmospheric Environment Service of Environment Canada as the federal agency responsible for weather and ice forecasting services throughout Canada, including areas North of 60°, is working with the Canadian Coast Guard to monitor and predict ice conditions in Canadian waters. As the level of service provided is based to a large degree on the level of marine activities in these waters, services are currently being provided only in the summer shipping season. Any expansion of this service to year round marine transportation would require increases in resources to expand the weather forecasting services in Canada's arctic waters.

The recently approved federal Ice Information Services Program provides for the initiation in 1986 of a first ever iceberg information service for Canada's east coast and an expansion of Arctic sea ice surveillance and forecasts for the Arctic during winter. This expansion will provide a year round ice service for the Arctic. Future plans for increased ice services are contingent on the pace of hydrocarbon exploration/production and the availability of radar-carrying satellites for remote sensing of conditions.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That, in order to upgrade the federal government's year-round arctic response capability, the Canadian Coast Guard be provided with adequate financial and personnel resources to conduct R and D, to supply marine support services and to meet emergencies.

---

FEDERAL RESPONSE

The Canadian Coast Guard has received approval for an additional north/south icebreaker equal to the FRANKLIN, RADISSON and DESGROSEILLERS, as well as a renewal and replacement program for lesser icebreaking/aids vessels. However, none of these are capable of extending the shipping season in the Arctic.

In order to develop a federal government year-round arctic response capability, Transport Canada is also working on plans to build what would be the world's most powerful ice breaker. The Polar 8, as it has become known, could move through eight feet of ice and would have 100,000-horsepower engines capable of operating in one of the most hostile marine environments in the world. The Department has received approval from Treasury Board of a funded bid process for the design stage of the Polar 8, leaving the construction decision for a later date. The lead time for this powerful icebreaker is such that it could be available by the 1990's.

In addition, Transport Canada's Marine Administration, including Coast Guard, has requested and received Treasury Board approval for two more years' funding of its Arctic Marine R & D program. This program promotes marine technology and regulatory expertise related to shipping and marine support systems for the exploration and later the transportation phases of Arctic development. An upgrading and season extension is in various stages of development for each of the major Coast Guard arctic services.

Coast Guard and COGLA are also working closely together to ensure that marine drilling and support systems are monitored through the development phases when regulatory approvals must be flexible and conditional. Although production and transporation activities have been deferred, year-round drilling from a series of unique platforms, supported by experimental Arctic Class vessel designs, demands considerable time and allocation of human resources.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That transport of hydrocarbons from the arctic region commence by tanker on a small scale and that consideration be given to various combinations of tanker and/or pipeline systems as other factors warrant.

---

FEDERAL RESPONSE

While a cautious, phased approach through demonstration projects is fundamental to the government's hydrocarbon development strategy, government believes it is premature to support the Committee's view that icebreaking tanker is the preferred mode of transportation of Beaufort Sea oil. It is government's view that the report tends to underestimate not only the impact of international developments on the timing and scale of hydrocarbon development and the influence these factors will have in determining the transportation system that will be used in bringing oil and gas to southern markets but also the importance of the environmental, social, and technological unknowns.

Despite industry's view that either tanker or pipeline transportation systems are technically viable and that environmental and socio-economic impacts of both systems can be maintained within acceptable limits, there are still significant gaps in the level and detail of information required to assess the environmental factors associated with potential oil spills and tanker traffic through the Northwest Passage. While an oil pipeline is within state of the art technology, the operation of icebreaking tankers on a year round basis is untried and unproven. The introduction of untried technology is especially risky in the arctic environment and there are still many environmental unknowns surrounding the shipping of oil through the Northwest Passage.

While government considers it premature to put forward a definitive position at this time, the recent hydrocarbon development strategy announced in 1982 is, however, an important element of planning for future development with respect to transportation systems. The strategy provides for a cautious phased approach through demonstration projects so that government can assess the implications of development and production alternatives.

The Northern Oil and Gas Action Program (NOGAP), which is central to government's hydrocarbon strategy, is intended to provide the coordinating effort and resources required by participating federal and territorial departments to conduct the priority planning and research activities that cannot be funded through the normal budgetary process. NOGAP represents the federal and territorial governments'

assessment of the planning and research priorities which must be addressed if governments are to be prepared to manage northern hydrocarbon development (production and transportation) by the early 1990's. With respect to the Beaufort, the program is premised on two possible scenarios, in order to keep transportation options open:

- a small diameter buried oil pipeline up the Mackenzie Valley from the Delta to Norman Wells; and

- all-year ice-strengthened tanker transportation of oil from one or two artificial islands or platforms in the Beaufort, eastward through the Northwest Passage.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That the Federal Government adopt a stronger lead role in coordinating and monitoring the efforts of the project sponsors, the manufacturing sector and labour in the formulation and implementation of an industrial strategy to ensure maximum Canadian participation in major projects such as Beaufort Sea Region development.

---

FEDERAL RESPONSE

Government agrees with the Senate Committee that major projects like Beaufort Sea Region development can present a challenge to the Canadian manufacturing sector. The government is committed to ensuring maximum Canadian participation in all major projects.

Canada's national energy strategy seeks to realize all practical, economic opportunities for Canadians to participate in all phases of petroleum activity in the Canada Lands. The Canada Oil and Gas Act, which was proclaimed in March 1982, is an essential element of government's effort to provide opportunities for Canadians to participate in the petroleum industry and much progress has been made in implementing measures to achieve these objectives. Several major exploration agreements have been signed that will create employment and industrial opportunities for Canadians.

The Canada Benefits Branch of COGLA was established to provide federal coordination in the achievement of these goals. Canada Benefits plans must provide for the employment of Canadians and give Canadian manufacturers, consultants, contractors and service companies a full and fair opportunity to participate on a competitive basis in the supply of goods and services. In addition, under the Canada Oil and Gas Act and the Oil and Gas Production and Conservation Act, the Minister may require that plans provide for access by disadvantaged individuals or groups to training and employment opportunities.

In conjunction with the Canada Benefits Branch of COGLA, other units of the Department of Indian Affairs and Northern Development as well as other government organizations such as the Canada Employment and Immigration Commission participate in discussions with companies on Canada Benefits plans. Through it's Office of Industrial and Regional Benefits, which has the broad responsibility for maximizing industrial benefits for Canadians from all major project activity in Canada, the Departments of Industry, Trade and Commerce and Regional Economic Expansion play a key role in the discussions.

The Canada Benefits Branch coordinates the evaluation of plans on the basis of overall industrial, employment and socio-economic benefits for Canada as a whole, and for the communities and region most affected. The industrial benefits section of the plan focuses on the supply and demand of goods and services, supply shortages and development opportunities, technology transfer to Canadian companies, and research and development opportunities. The assessment of employment benefits is based on an evaluation of employment demand, supply and sourcing, potential shortfalls, plans for replacing foreign workers, training and programs and commitments for special affirmative measures.

The socio-economic section of the plan addresses regional and local concerns related to employment, business opportunities and the effect the work program will have on socio-cultural conditions. The impact on housing infrastructure, social services, land and resource use must all be considered. Community consultation and public participation are also part of the plan. If adverse effects are identified, then mitigative measures or programs are expected.

During 1982, three Canada Benefits plans were developed for exploration activity on Canada Lands North of 60°. Special consideration was given to northern benefits in respect of training, employment and opportunities for small businesses. Total expenditures resulting from these agreements will be in the area of $1.3 billion, with almost $900 million, or about 70 per cent, in Canadian expenditures. Peak employment will occur in 1984 with over 1,100 positions. About 975 positions, or 89 per cent, will be filled by Canadians.

The 1982 expenditures and employment statistics for the principal petroleum exploration and development regions on Canada Lands are as follows: over $1.5 billion of expenditures occurred in 1982 related to petroleum exploration of which some $1.125 billion, or 73 per cent, was spent in Canada. An additional $1 billion has been invested on capital equipment to be used in the Canada Lands. Approximately 50 per cent of the expenditures associated with these capital investments have been injected into the Canadian economy during 1982. Some 5,700 employment opportunities were created by petroleum related activities in 1982. Approximately 4,800 positions, or 84 per cent, were filled by Canadians of whom an average of 40 per cent were hired from regional labour markets. CEIC conducts an ongoing monitoring of company employment activities, supplemented by specific on site visits, as required, to verify the transfer of skills and jobs from foreign workers to Canadians.

DIAND and the territorial governments are discussing the establishment of regionally based Northern Benefits Committees (NBC's) in both territories to deal in a comprehensive manner with the various elements of regional concerns related to the Canada Benefits plan. The NBC's would be co-chaired by the Northern Affairs Program of DIAND and the respective territorial government, with permanent representation from COGLA, CEIC and ITC/REE. The Beaufort Sea Mackenzie Delta Development Impact Zone Society would be the NBC's vehicle for community consultation on Beaufort exploration agreements. The NBC would consult with other appropriate community and regional organizations concerning oil and gas exploration programs in other locations.

The Department of Indian Affairs and Northern Development is also preparing regional economic development strategies which will set out the regional objectives. These will be used in developing and implementing particular projects to obtain maximum economic benefits.

DIAND will continue to appoint senior level co-ordinators for major projects to ensure that the fullest degree of co-operation and maximum communication occurs between business, labour, the proponents and northerners as well as between the two levels of government. Through this co-ordination and monitoring of projects, maximum regional and national economic benefits should be achieved.

The federal and territorial governments and industry recently agreed on new approaches to improve coordination and enhance community participation in dealing with problems in the Beaufort Sea area. The Beaufort Mackenzie Delta Development Impact Zone Society has been recognized as the primary point of contact between governments and communities in the Mackenzie Delta and on the Beaufort coast. The Society will directly advise the Minister of DIAND and the GNWT Minister of Energy, Mines and Resources according to their respective areas of authority and responsibility. The Society will be used as the focus for regional issues and as a means of coordinating government support to regional initiatives.

At the same time, a Mackenzie Delta/Beaufort Sea Coordinating Office has been established in Inuvik as a means of focusing government response to community and regional concerns. The Office is headed by a special facilitator/coordinator who will liaise with both levels of government, industry, the Society and other affected groups.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That immediate consideration be given to developing a Canadian large-vessel shipyard capability to supply not only all vessel requirements for arctic development, but also to compete for similar undertakings abroad.

---

FEDERAL RESPONSE

The recommendation to consider developing a public sector Canadian large-vessel ship yard capability and the recommendation to commence arctic hydrocarbon transport by tanker on a small scale are not mutually supportive. The construction of a domestic ship yard to construct, amongst other things, arctic ice-breaking vessels, should only be considered if the ship yard is projected to be viable over its full life.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That the National Industrial Training Program be expanded to ensure that northern residents receive the necessary training for participation in northern resource development projects.

---

FEDERAL RESPONSE

The Canada Employment and Immigration Commission has anticipated the concerns of the Senate Committee and has mounted a number of training measures. Some $150,000 has already been spent on training for resource development projects in the Beaufort Sea and the Arctic Islands. In addition, incremental funding has been identified for the Norman Wells Project in 1983-84, totalling $500,000 under the National Industrial Training Program and $2.1 million under the Institutional Training Program.

As well, the effective planning and co-ordination of labour market programs and services in the Northwest Territories are currently a matter of intensive consultation between interested parties.

Unquestionably, many northern residents are not able to take advantage of employment opportunities offered by the oil and gas industry because of low educational attainment and insufficient experience. To address this problem, the Human Resource Development Subsidiary Agreement under the Canada-Northwest Territories Economic Development Agreement has been designed to increase labour force participation among regional residents by giving them the basic skills, experience and knowledge required for entry level positions in the wage economy, and to provide access to management training. Programming under this agreement is designed to enable residents to take advantage of employment and business opportunities resulting from economic development activity in general, and major non-renewable resource projects in particular. While the focus of this programming is new, it relates closely to on-going programs funded cooperatively by the federal government and the government of the Northwest Territories.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That the timing of development and supply requirements be structured to enable northern business to participate in Beaufort Sea Region development with its resulting economic benefits.

---

FEDERAL RESPONSE

It is an ongoing objective of DIAND and the territorial governments to maximize the participation of northern business in development projects. One mechanism to achieve this objective is the structuring of a developer's contracts for goods and services in a manner which facilitates the participation of northern business. This is a basic requirement of all negotiated Canada Benefits plans.

Other mechanisms for maximizing northern business participation include: northern business seminars to explain bidding procedures and supply requirements; debriefings for unsuccessful bidders, use of northern media in advertising; joint ventures (north/south and native/non-native); and the development of local business registrars.

Under the Canada Oil and Gas Act, DIAND has worked through COGLA to consolidate and extend its northern social and economic benefits program. As a recent initiative, DIAND and the territorial governments are discussing the establishment of regionally based Northern Benefits Committees to identify in a comprehensive manner regional concerns related to the Canada Benefits plan. Concerns to be addressed include the implementation at the operational level of industry policies and programs in areas such as consultation, recruitment, training and business opportunities. The committees will also perform monitoring duties, allowing comprehensive assessment. They will bring together regional expertise to develop regional recommendations with respect to northern benefits issues related to the Canada Benefits plans negotiated by COGLA as part of the oil and gas licences. The Northern Benefits Committees will also provide a local point of contact for the oil and gas industry, native organizations, northern businesses and residents on matters concerning the Northern Benefits Section of the Canada Benefits plans.

The focus of the Economic Development Agreements with the territorial governments is to increase the ability of northern residents to take advantage of jobs being created by major resource developments and to expand and diversify the regional business sector. Under the Canada/NWT Economic Development Agreement, $21 million of programming has been designed to increase the ability of northern firms and individuals to participate in northern resource projects. One example is the Domestic Market Development Subsidiary Agreement which is intended to capture business opportunities which could be otherwise lost because of lack of capital.

In approving EDA funded projects, attention will be given to the projects' potential contribution to the longer term feasibility of the northern business section. Similar programming will be provided in the proposed Canada/Yukon Economic Development Agreement.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That a designated portion of resource revenues accruing from hydrocarbon development be channelled into a form of heritage fund to provide an economic cushion and serve as a source of funds suitable for investment to promote a more diversified economic base.

---

FEDERAL RESPONSE

Until large scale production is in place and substantial revenues are available, development of a heritage fund is premature and would drain revenues which are committed to a wide range of social programs unsupported by the current tax base. Nevertheless, government will want to carefully assess the Canada Nova Scotia Agreement and the Alberta Heritage Fund to determine their future applicability.

The government agrees with the Committee on the importance of promoting a more diversified economic base in the north. In fact a major focus of the Economic Development Agreements with the territorial governments is to increase the ability of northern residents to take advantage of jobs being created by major resource developments, to improve their business capability, and to strengthen the role that renewable resources can play in the economy. The Canada/NWT EDA, signed in December 1982, will provide an additional $21 million of programming in the areas of human resources, natural resources, small business and tourism. Discussions are now underway on a Canada/Yukon agreement which will support the diversification of the economy and increased northern, in particular native, participation in economic activities. Initiatives in economic planning, tourism, skills upgrading and training, and renewable and mineral resource development will be pursued.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That there be increased Federal Government funding of social programs to aid in infrastructure development and to offset potentially adverse impacts.

---

FEDERAL RESPONSE

The federal government is committed to ensuring that all necessary infrastructure and support services are in place at a level and a time appropriate to the scale of the development to offset potentially adverse impacts of major development projects.

A major step was taken by the Department of Indian Affairs and Northern Development and the Department of Energy, Mines and Resources in 1981 to coordinate the oil and gas management functions of both Departments. Those functions of both Departments were pooled into a single organization, the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA), which is responsible to both Ministers in their respective geographic areas of responsibility. COGLA administers the Canada Oil and Gas Act and the Oil and Gas Production and Conservation Act and the many regulations thereunder.

Norman Wells is an example of government's commitment to alleviate the social costs of development. A comprehensive package of programs totalling over $20 million for the duration of the planning and construction phases will include on-the-job and institutional training, strengthened services at the community level to cope with possible disruptions and changes, and funding for the government of the Northwest Territories to finance additional public services. The Dene and Métis have already received a total of $2.2 million for the period 1981-1982 through 1983-1984 for community and social development programs. An additional $1.05 million has also been provided to develop community based advisory programs designed to assist local residents to seize upon business opportunities arising from the project and to develop monitoring programs for the construction period.

A review is being undertaken of federal and territorial programs in the Beaufort region to ensure that they are adequate to deal with the adverse impacts of Beaufort development. Also, as a result of the November 1982 Cabinet decision on northern constitutional development, proposals are being developed to provide incremental discretionary revenue to territorial governments to cover resource development costs. Finally, under the federal government's hydrocarbon development strategy, accelerated research and planning by the territorial governments is being funded to prepare those governments and local communities for hydrocarbon production so that local benefits are maximized and negative impacts are mitigated.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That once the policy framework is in place, the regulatory processes and regulations of appropriate responsible agencies be reviewed to determine whether these fulfill the policy objectives for which they were intended, and obvious redundancies eliminated.

---

FEDERAL RESPONSE

Government agrees with the Senate Committee that the high number of departments and agencies involved in the regulation of mega-projects presents formidable difficulties to any sponsor. There is no argument about the need to clearly define regulatory requirements so that government can provide a climate for industry where uncertainty caused by duplicating or conflicting regulatory requirements is reduced. A number of initiatives are being or have been undertaken to better manage mega-projects.

A Project Development Division has been set up within the Department of Indian Affairs and Northern Development to coordinate and facilitate the development of major projects, including hydrocarbon transportation. One of the primary responsibilities of this division is to assist project sponsors in meeting regulatory requirements without unnecessary impediment. The division is also responsible for developing a Regulation and Assessment of Major Projects mechanism which will coordinate the many departments and agencies of the two levels of government under an agreed plan of action to facilitate the review and implementation of projects.

The Department of Indian Affairs and Northern Development has also begun major study of regulatory processes and their effectiveness in the north. The objective of the Northern Regulatory Review is to identify gaps, overlaps and bottlenecks with a view to streamlining and possibly simplifying government processes that bear upon economic development and effective environmental and resource management in the north. The review includes a thorough assessment of the project approval-in-principle concept and the single window concept. The project is under the direction of a senior official of the Northern Affairs Program and is forecast to require up to eighteen months for analysis and preparation of recommendations.

The Canadian Coast Guard and COGLA are working closely together to improve the regulatory processes and regulations respecting offshore drilling by the elimination of gaps and overlaps. Useful industrial consultation has been achieved through the Petroleum Association's study of the regulatory aspects of offshore safety. Additionally, the Arctic Waters Pollution Prevention Act is currently being reviewed by the responsible departments (TC, EMR, and DIAND) to recommend improvements.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That the Senior Policy Committee on Northern Resource Development Projects fulfill the function of promoting interdepartmental discussion of northern development policy outside matters relating to the Canada Oil and Gas Act. Based on these discussions, it should forward policy recommendations to appropriate Ministers for action.

---

FEDERAL RESPONSE

The Senior Policy Committee does provide an "issues discussion" forum for a broad range of topics related to northern resource development projects. Certainly with the increased exploration and development activities, the Senior Policy Committee has taken on a more active role in ensuring that there is the interdepartmental discussion and deliberation necessary to ensure that government policies and programmes are harmonized. The Senior Policy Committee has, in fact, been used in coordinating and reaching consensus on the federal government's response to the Senate Committee.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That certain review procedures should only come into play when the subject matter has not been evaluated in another forum or when public interest considerations warrant. Use of existing information should be emphasized.

---

FEDERAL RESPONSE

Government supports the use of existing information in the assessment processes for major resource development. The Regulation and Assessment of Major Projects process which is being established is an example of the attempt government is making to better manage major projects. The mechanism is designed to ensure that there are no unnecessary impediments to the evaluation of specific major resource development projects or their implementation, should they be approved. This involves a thorough review of the regulatory mechanism and review process to be applied for each specific project proposal in order to minimize, to the extent possible, any overlap and duplication in the process. It also involves management and coordination of the process by DIAND officials to ensure that the many departments and agencies of the two levels of government normally involved in project development are working under an agreed plan of action which will facilitate the review and, as appropriate, the implementation of a project. At the same time it will ensure that an appropriate balance is struck in the technical, financial, environmental and socio-economic objectives which the government strives for in its northern development policy.

DIAND is also undertaking a major review of northern regulatory and assessment processes in order to identify gaps, overlaps and bottlenecks with a view to streamlining and possibly simplifying government decision-making with respect to all northern industrial development projects. The Northern Regulatory Review group is working in close conjunction with the Office of Regulatory Reform in Treasury Board. It also works with other areas of the department, other government departments, the two territorial governments, industry and other interested parties.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That time limits be allocated to procedural processes to be met by both sponsors and government.

---

FEDERAL RESPONSE

Although procedural fairness requires timely regulatory response within relatively predictable time frames, it is difficult, if not impossible, to consider time limits of broad application to classes of projects or review procedures because of the size and complexity of management projects. However, this question is under discussion in the Regulatory Review project underway in DIAND.

In establishing the regulatory process to be followed for a paricular project, DIAND, through its Regulation and Assessment of Major Projects mechanism which is being established, will determine the critical timetable and steps required, to ensure that the public interest is accounted for in a reasonable manner and at minimum cost to the proponents and to government. DIAND will attempt to establish consensus among involved parties on an appropriate timetable for review and decision on project proposals and will coordinate assessment activities, to the extent possible, to ensure that the timetable is met. Such efforts should help government to be more responsive to the nature and timing of proposals.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That the appointment of a federal coordinator to each major energy project, responsible to a designated minister, be tried on a pilot basis to test its suitability. After a designated period of time has passed, the mechanism would be reviewed and a decision made on its suitability.

---

FEDERAL RESPONSE

The Minister for the Department of Indian Affairs and Northern Development is the minister designated by Cabinet to coordinate all federal government policies and programs North of 60°. This includes policies, plans, and regulations to protect the environment of the territories and the adjacent offshore regions, policies on the impact of development on the economic and social fabric of the North, and proprietary interests in non-renewable resources, including oil and gas.

A Project Development Division has been set up within the Department of Indian Affairs and Northern Development to coordinate and facilitate the development of major projects, including hydrocarbon transportation. One of the primary responsibilities of this division is to assist project sponsors in meeting regulatory requirements without unnecessary impediment. The division is also responsible for developing a Regulation and Assessment of Major Projects mechanism which will coordinate the many departments and agencies of the two levels of government under an agreed plan of action to facilitate the review and implementation of projects.

A federal coordinator has been appointed to the $1.1 billion Norman Wells oil field expansion and pipeline project. The "one-window" approach government has taken in handling the Norman Wells project is being carefully monitored and evaluated for its effectiveness and applicability to future major resource developments. We have both the time and commitment to use this experience to plan for bigger and more difficult projects like hydrocarbon production from the Beaufort Sea.

The federal and territorial governments and industry recently agreed on new approaches to improve coordination and enhance community participation in dealing with problems in the Beaufort Sea area. The Beaufort Mackenzie Delta Development Impact Zone Society has been recognized as the primary point of contact between governments and communities in the Mackenzie Delta and on the Beaufort coast. The Society will directly advise the Minister of DIAND and the GNWT Minister of Energy, Mines and Resources according to their respective areas of authority and responsibility. The Society will be used as the focus for regional issues and as a means of co-ordinating government support to regional initiatives.

At the same time, a Mackenzie Delta/Beaufort Sea Co-ordinating Office has been established in Inuvik as a means of focusing government response to community and regional concerns. The Office is headed by a special facilitator/co-ordinator who will liaise with both levels of government, industry, the Society and other affected groups.

COMMITTEE'S RECOMMENDATION

That Cabinet may introduce approval-in-principle decisions for major energy projects once the nature of the information to be provided has been established.

---

FEDERAL RESPONSE

Without dismissing industry arguments about having to absorb the cost of undertaking a mass of technical work before obtaining a clear idea of whether the investment fits in with federal government priorities, it is difficult to see how government can come to a balanced assessment of whether a mega-project is in the national interest without a reasonably extensive review of its economic, social and environmental implications. It could in fact be argued that the delays related to the Arctic Pilot Project (APP) and Beaufort have benefited industries by ensuring that they do not embark on projects which are not environmentally and socially acceptable, which has resulted in, at least in one case (Norman Wells), the lowering of project development and operating costs. It could also be argued that the project review process for the Beaufort Sea was begun well in advance of any realistic date for start-up and that the costs associated with the process are a minor portion of the total costs of the project, and certainly minor in terms of the cost should the project prove not to be technically or economically viable or otherwise unacceptable to the Canadian public. In addition, introduction of approval-in-principle decisions could potentially create difficult situations should unacceptable environmental or socio-economic impacts be disclosed after a decision has been granted.

Notwithstanding the above, government recognizes that "approval-in-principle" decisions could reduce costs to the proponents and government and we will be looking at variations or modifications of this concept under the Northern Regulatory Review study which is currently underway in DIAND.

## APPENDICE «ENR-9B»

# RÉPONSE DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL AU RAPPORT DU COMITÉ SPÉCIAL DU SÉNAT SUR LE PIPE-LINE DU NORD, RELATIVEMENT AU TRANSPORT DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL AU NORD DU 60e PARALLÈLE

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien a assuré la coordination de cette initiative.

Mars 1984

## INTRODUCTION

Le gouvernement est heureux de pouvoir répondre au Rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line Nord.

Le Comité du Sénat a fait une importante évaluation des incidences techniques, environnementales et sociales des diverses options envisagées sur le plan transports dans la région de l'Arctique, et ses opinions et ses recommandations intéressent beaucoup le gouvernement.

Plusieurs recommandations ont une grande portée et intéressent plusieurs ministères et organismes fédéraux. Pour étudier ces recommandations et y répondre dans une perspective globale, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, avec le concours du Comité supérieur interministériel des politiques de développement des ressources du Nord, a préparé la réponse qui suit.

Le Comité du Sénat a identifié plusieurs préoccupations et problèmes critiques qui devront être abordés, de l'avis du gouvernement, si on veut que la mise en valeur des hydrocarbures du Nord se fasse de façon ordonnée et responsable.

Le gouvernement partage les préoccupations du Comité et il s'est engagé à faire en sorte que les programmes et les politiques soient pertinents et permettent d'assurer la gestion des problèmes complexes soulevés par la mise en valeur des hydrocarbures du Nord. À plusieurs égards, le Comité du Sénat a confirmé l'orientation que prend le gouvernement pour préparer l'exploitation éventuelle des gisements d'hydrocarbures. Il est encourageant de constater que le Comité confirme le bien-fondé de ces orientations politiques.

Le gouvernement estime toutefois que le Comité du Sénat a sous-estimé l'importance de l'évolution de la situation internationale, en ce qui concerne le calendrier et l'échelle de la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures du Nord. La situation énergétique globale maintient dans l'incertitude l'orientation que prendra le développemet des ressources pétrolières septentrionales.

Les incidences réunies de la récession économique et des mesures d'économie d'énergie ont provoqué une réduction de la consommation de pétrole, et rien n'indique un revirement imminent de la situation.

Le prix international actuel du pétrole influence nettement l'échelle et le programme de développement des gisements d'hydrocarbures du Nord. Certains projets de développement énergétique ne seront justifiés que si le prix du pétrole augmente nettement; d'autres s'avéreront viables avec des relèvements de prix plus modérés. Les projets à échelle réduite pourraient s'avérer plus faisables que les grands projets. L'évolution du prix du pétrole sur le marché international constituera donc un facteur important pour déterminer l'envergure du développement énergétique du Canada et le rôle de ces projets dans l'économie canadienne.

La structure de l'approvisionnement énergétique pétrolier des gisements canadiens non conventionnels et éloignés, accentue le défi que présente l'incertitude au niveau des prix sur le marché mondial; en effet certains grands projets envisagés exigent de grosses mises de fonds et des délais importants pour en assurer la planification, le financement et la construction. L'incertitude relative à l'évolution éventuelle des prix présente des problèmes particuliers dans le cas de ces projets. Même si des politiques fiscales novatrices peuvent permettre de déplacer une partie du fardeau de l'incertitude, de l'investisseur aux gouvernements, les projets marginalement économiques seront confrontés à des difficultés aussi longtemps que prévaudra l'incertitude au niveau des prix.

Le gouvernement s'est engagé à réaliser l'autosuffisance énergétique nationale et à maintenir les politiques et les programmes existants d'encouragement des activités d'exploration et de développement des ressources d'hydrocarbures septentrionales, de façon à servir tant l'intérêt national du pays que celui des résidants du Nord. Toutefois, les événements survenus depuis 1980, notamment l'évolution du prix du pétrole, ont influencé et continueront d'influencer les calendriers de mises en valeur des ressources d'hydrocarbures des régions éloignées. Le prix international du pétrole, le fléchissement de la demande et les résultats non probants de l'exploration ont, en fait, repoussé de plusieurs années, l'horizon de l'exploitation des gisements septentrionaux, par rapport au calendrier communiqué au Comité par l'industrie.

Une autre dimension internationale pourrait influencer le rythme et le caractère de la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures septentrionaux. Les voisins du Canada dans l'Arctique, notamment les États-Unis et le Danemark, sont préoccupés par les incidences environnementales des projets canadiens et ils voudront s'assurer que le Canada respecte ses obligations internationales relatives à la minimisation des risques de dommages environnementaux outre-frontière. À cet égard, le Canada concluait récemment avec le Danemark une entente de coopération sur l'environnement maritime, qui prévoit la consultation des deux pays dans certaines situations.

Il importe de noter l'importance des inconnus d'ordre environnemental, social et technologique, reliés au transport du pétrole et du gaz jusqu'au marché. Malgré l'opinion de l'industrie voulant que le transport par pétrolier ou par pipe-line soit techniquement viable et que les incidences environnementales et socio-économiques de ces deux modes de transport puissent être réduites à un niveau acceptable, il n'en demeure pas moins certaines lacunes quant au niveau et au détail des renseignements requis pour permettre l'évaluation des facteurs environnementaux associés aux possibilités de déversements d'hydrocarbures et aux manoeuvres des pétroliers dans le Passage du Nord-Ouest.

Le gouvernement estime que d'autres recherches devront être entreprises par l'industrie et le gouvernement pour combler les lacunes les plus importantes au niveau des connaissances relatives aux divers facteurs qui doivent être soupesés avant qu'une décision définitive ne soit prise concernant le mode de transport le plus approprié.

Malgré le voeu formulé par l'industrie concernant l'adoption d'un plan cadre pour régir la mise en valeur des hydrocarbures du Nord, il est prématuré d'arrêter une politique ferme concernant le calendrier de développement et les modes de transport, faute de renseignements adéquats sur l'importance des réserves de la mer de Beaufort.

Il n'existe pas de plan cadre qui précise comment et quand se fera l'exploitation des gisements d'hydrocarbures du Nord. Mais ceci ne veut pas dire qu'il n'y a pas de cadre ou de stratégie politiques visant le développement du Nord. Ceci ne veut pas dire qu'il n'y a pas de solutions aux problèmes spécifiques. Il existe une logique et une articulation de celle-ci: une structure politique qui guidera éventuellement l'orientation du développement des gisements d'hydrocarbures du Nord.

Les politiques du gouvernement fédéral applicables au développement du Nord découlent de la politique cadre de 1972 qui précisait les priorités et les objectifs nationaux relatifs au Nord canadien. Ces objectifs et ces priorités visaient l'amélioration de la qualité de la vie dans le Nord, la protection de l'environnement septentrional comme élément essentiel du développement économique et social, l'encouragement du développement économique viable (tout particulièrement un équilibre entre le développement des ressources renouvelables et non renouvelables) et la promotion d'une évolution significative vers un gouvernement responsable. Même si un certain nombre de modifications et précisions y ont été apportées depuis 1972, en réponse à certains des changements importants survenus tant dans le

Nord qu'à l'échelle de tout le pays, les principes sur lesquels les objectifs ont été édifiés demeurent tout aussi valides aujourd'hui qu'ils l'étaient il y a une décennie.

- La population du Nord devrait jouer un rôle significatif en rapport avec les décisions visant le développement du territoire.

- Le developpement devrait se faire de façon à contribuer à la satisfaction des aspirations de la population des deux territoires.

- La mise en oeuvre devrait se faire de façon à minimiser les incidences socio-économiques négatives et les incidences adverses sur l'environnement bio-physique, ce qui comprend les aspects d'ordre esthétique.

- Les ressources pétrolières et gazières devraient être explorées et exploitées de façon à contribuer à la réalisation de la politique énergétique canadienne. Le moment et le mode de développement devraient permettre d'optimiser la participation canadienne et de générer le maximum de retombées industrielles et technologiques pour le Canada.

Durant les années 1980, le gouvernement fédéral veut créer, dans la mesure du possible, un climat de certitude et de stabilité susceptible de favoriser la mise en valeur éventuelle des ressources d'hydrocarbures tout en encourageant l'évolution des éléments essentiels des objectifs politiques poursuivis par le gouvernement dans le Nord.

Mais ce climat de certitude et de stabilité ne pourra être concrétisé sans la solution des problèmes qui sont à l'origine des incertitudes, des soupçons et des controverses. Le gouvernement doit de plus en plus devenir un "catalyseur de consensus" pour les groupes en concurrence et ne pas chercher à imposer des solutions de façon arbitraire. Le gouvernement doit donc jouer un rôle de bâtisseur de pont, pour amener des groupes ayant des positions différentes à réaliser un consensus.

La stratégie du gouvernement fédéral, durant les années 1980, consistera à poursuivre ses efforts pour régler les revendications territoriales des Autochtones du Nord, à promouvoir l'évolution devant conduire à un gouvernement responsable et à mettre en place un mécanisme de planification de l'utilisation du territoire, au niveau régional.

Le gouvernement a réaffirmé sa détermination à régler les revendications territoriales des Autochtones en affectant des fonds et des ressources additionnels pour permettre de poursuivre le règlement de toutes les revendications territoriales au nord du 60e parallèle. En fait, deux de revendications sont à la veille d'être satisfaites. Un accord de principe avec le Conseil des Indiens du Yukon et un accord définitif avec le Comité d'étude des droits des Autochtones (le CÉDA) ont été conclus récemment. La négociation des revendications est la voie préférée pour aborder la dynamique propre au Nord parce que, intrinsèquement, cette voie n'impose pas de solutions: il s'agit en effet d'une médiation qui permet de concilier les différences et de jeter des ponts. Ce processus prendra du temps mais les résultats devraient fournir la majeure partie du cadre nécessaire à la promotion du développement social et économique du Nord.

Le développement politique du Nord constitue un autre élément clé de la stratégie septentrionale. Depuis la décision prise par le Cabinet en novembre 1982 de laisser aux résidants du Nord une plus grande maîtrise sur leurs propres affaires gouvernementales, on a fait beaucoup de progrès pour se rapprocher d'un gouvernement responsable, puisque les deux territoires commencent à élaborer des politiques en fonction de leur propre vision de l'avenir.

Une autre question tout aussi importante : la planification globale de l'utilisation du territoire, au niveau régional, actuellement en voie d'application avec le soutien et la participation des résidants du Nord. Les besoins en information pour la région de Beaufort ont déjà été identifiés et un plan régional devrait être arrêté d'ici à 1987. Des plans semblables seront établis pour tout le territoire du Nord, au cours des sept prochaines années. La planification de l'utilisation du territoire est importante : en effet, elle permet d'établir un cadre au développement local et régional et d'assurer aux résidants du Nord une voix directe au chapitre lorsqu'il s'agit de déterminer la façon de tirer le meilleur parti possible des resssources terrestres et marines.

Sans aucun doute, le règlement des revendications foncières, l'évolution vers un gouvernement responsable et l'application du plan d'utilisation du territoire contribueront nettement à la promotion du climat de certitude et de stabilité nécessaire pour permettre la concrétisation des autres éléments de la structure du développement septentrional prévue par le gouvernement.

Celui-ci s'est engagé à mettre en valeur les ressources d'hydrocarbures du Nord, mais pas à n'importe quel prix; il s'est engagé à voir à ce que les intérêts sociaux, environnementaux, économiques et politiques des résidants du Nord viennent au premier plan lorsqu'il s'agira de déterminer l'orientation du développement du Nord. Le rythme de ce développement ne devrait pas excéder la capacité des résidants du Nord à accueillir et à participer à cette progression et à cette évolution.

En dépit des incertitudes propres à la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures de l'Arctique, le gouvernement s'est engagé à élaborer les politiques et les plans nécessaires à la préparation de la mise en valeur des ressources, à un rythme aligné sur la nécessité et la disponibilité des renseignements nécessaires à la prise de décisions difficiles, qui auront éventuellement une grande influence sur le Nord et sur tout le pays.

Ainsi, comme première démarche dans le cadre du processus de planification, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien a soumis le concept de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, au Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales (BFEÉE), pour examen public. Cet examen est important : il permet de s'assurer que les répercussions environnementales et socio-économiques de tous les projets de développement des ressources soient déterminées à l'avance, ce qui permet la prise en oeuvre. Un dernier ressort, les décisions seront prises selon qu'on aura démontré qu'un projet est réalisable, compte tenu de ses incidences environnementales et sociales, qu'il aura des retombées significatives pour le Nord et qu'il servira l'intérêt national, sur le plan de la politique énergétique.

En 1982, le gouvernement fédéral autorisait une statégie de mise en valeur des gisements d'hydrocarbures du Nord. Cette stratégie prévoyait que l'exploitation des gisements d'hydrocarbures du Nord se ferait de façon progressive, en procédant d'abord à l'exploitation des réserves commerciales prouvées sur une petite échelle, sur une base de démonstration, tout en étant assujettie aux mécanismes normaux de réglementation et d'examen. Cette démarche prudente et délibérée permet un développement graduel, tenant compte du dossier de rendement et de l'évolution du marché. Cette démarche, fondée sur des projets de démonstration, fera en sorte que le développement se fasse à un rythme acceptable pour les résidants du Nord et administrable par le gouvernement fédéral. Cette stratégie prévoit également une accélération des activités gouvernementales, de recherche et de planification, d'initiatives pétrolières et gazières du Nord (PIPGN), afin de disposer de la meilleure assise analytique possible pour étayer la prise de décisions relatives aux propositions de développement sur une grande échelle formulées par l'industrie.

Le Programme d'initiatives pétrolières et gazières du Nord vise à assurer la coordination et les ressources requises par les ministères fédéraux et territoriaux participants pour assurer les activités prioritaires de planification et de recherche relatives aux questions d'ordre social, économique, environnementale et technique, qui ne peuvent être financées par les mécanismes budgétaires normaux, afin que le gouvernement soit prêt à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures sur une grande échelle. Des crédits pouvant atteindre 130 millions de dollars seront affectés à cette fin, sur une période de sept ans, à compter de 1984-1985. Le PIPGN représente l'évaluation des gouvernements fédéral et territorial des priorités en matière de planification et de recherche, qui doivent être poursuivies, si on veut que les gouvernements soient prêts à gérer la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures du Nord (production et transport) au début des années 1990. Relativement à la région de Beaufort, le programme repose sur deux hypothèses possibles, de façon à maintenir ouvertes les options reliées au transport :

- un oléoduc enfoui de faible diamètre qui remonterait la vallée du Mackenzie depuis le delta jusqu'à Norman Wells; et

- le transport du pétrole à l'année longue, par pétrolier renforcé pour résister à la glace, depuis une ou deux îles artificielles ou plates-formes aménagées en mer de Beaufort, en direction est, en empruntant le Passage du Nord-Ouest.

Transports Canada élabore actuellement des plans pour construire ce qui pourrait devenir le brise-glace le plus puissant au monde. Le Polaire 8, comme on l'appelle, pourrait manoeuvrer dans les eaux recouvertes de huit pieds de glace et il serait doté de moteurs de 100 000 hp qui lui permettraient de manoeuvrer dans l'un des environnements maritimes parmi les plus hostiles au monde. Le ministère a été autorisé par le Conseil du Trésor à lancer un appel d'offres pour la conception du Polaire 8, la décision relative à la construction du navire étant laissée à plus tard. Ce puissant brise-glace pourrait être disponible vers 1990.

Une initiative importante a été prise en 1981 par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, pour coordonner les activités de gestion du pétrole et du gaz des deux ministères. Les responsabilités des deux ministères à cet égard ont été réunies au sein d'un organisme unique, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC), qui répond aux deux ministres eu égard à leurs responsabilités géographiques respectives. L'APGTC administre la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz, et les nombreux règlements adoptés en vertu de celles-ci.

Le gouvernement reconnaît, avec le Comité du Sénat, que les grands projets comme le développement de la région de la mer de Beaufort, peuvent offrir un défi à l'industrie manufacturière canadienne. Le gouvernement s'est engagé à assurer la participation des Canadiens à tous les grands projets. La Loi sur le pétrole et le gaz du Canada constitue un élément essentiel de l'effort fait par le gouvernement pour assurer aux Canadiens l'occasion de participer à l'industrie pétrolière et on a fait beaucoup de projets pour appliquer des mesures visant la réalisation de ces objectifs. Plusieurs ententes d'exploration ont été paraphées et celles-ci généreront des emplois et des retombées industrielles pour les Canadiens. Ainsi, en 1982, plus de 1,5 milliard de dollars ont été consacrés à l'exploration pétrolière, et 1,125 milliard de dollars, soit 73 p. 100 de ce budget, ont été dépensés au Canada. Une somme supplémentaire de 1 milliard de dollars a été affectée à l'acquisition de matériel capitalisé qui sera utilité sur les terres du Canada. Environ la moitié des dépenses associées à ces immobilisations a été injectée dans l'économie canadienne en 1982. Des 5 700 emplois créés par les activités reliées à l'industrie pétrolière, 84 p. 100 ont été comblés par des Canadiens.

Comme un plus grand nombre de sociétés ont renégocié leurs droits pétroliers et gaziers existants, aux termes de la nouvelle Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, le MAINC a consolidé et étendu son programme de retombées sociales et économiques pour le Nord. Récemment, le MAINC et les gouvernements territoriaux ont entrepris des pourparlers relativement à l'établissement de Comités des retombées pour le Nord, sur une base régionale, pour examiner globalement les préoccupations régionales reliées aux plans de retombées pour le Canada.

Le MAINC travaille à l'établissement d'un processus qui permettra de coordonner et de faciliter le développement des grands projets industriels dans le Nord, y compris ceux reliés au transport des hydrocarbures. Ce processus d'examen et d'évaluation des grands projets (EEGP) fournit un cadre à l'intérieur duquel les politiques gouvernementales et les pratiques de réglementation pertinentes à un projet grâce à la pleine participation du ministère ou de l'organisme gouvernemental approprié. Ce processus, coordonné par la Division du développement des projets du MAINC, comprend la préparation de descriptions détaillées des projets, la conception détaillée du processus d'examen applicable ainsi que la coordination de l'appréciation de l'autorisation et de l'évaluation du projets.

Le projet de pipe-line de Norman Wells constitue un exemple de la démarche que pourrait adopter le gouvernement pour assurer la gestion des autres projets de développement des hydrocarbures. Ce projet fait l'objet d'une surveillance et d'une évaluation très attentive, et les gouvernements, l'industrie et les résidants du Nord acquièrent ainsi une expérience fort précieuse dans le domaine de la gestion des

projets septentrionaux. Nous avons et le temps et la détermination nécessaires pour tirer parti de cette expérience, et ainsi prévoir des projets plus importants et plus complexes comme l'exploitation des gisements d'hydrocarbures de la mer Beaufort.

Le bureau de coordination du projet de Norman Wells est le point central où s'expriment les intérêts des gouvernements, de l'industrie, des agglomérations et des personnes. La structure de gestion dite à "guichet unique et à porte ouverte" a suscité beaucoup de rapports entre les parties intéressées et a démontré qu'on peut résoudre de façon satisfaisante les préoccupations et les problèmes sans pour autant réduire l'autorité des ministères gouvernementaux directement responsables ou le rôle des personnes et des collectivités. La démarche adoptée par le gouvernement pour gérer le projet de Norman Wells a déjà révélé que le gouvernement peut gérer avec succès de grands projets à l'avantage du Canada et du Nord.

En utilisant Norman Wells comme modèle, on prévoit la création de bureaux de coordination de projet, sous la direction d'un haut fonctionnaire, pour assurer la gestion des projets éventuels de développement des hydrocarbures. Ces bureaux seraient chargés d'assurer la coordination des activités gouvernementales de développement et le respect des engagements négociés entre les promoteurs, le public et les divers niveaux de gouvernement.

Les gouvernements fédéral et territorial et l'industrie ont récemment convenu de nouvelles démarches pour améliorer la coordination et la participation des collectivités à la solution des problèmes dans la région de la mer de Beaufort. La Société de la zone influencée par le développement de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie a été reconnue comme point de contact principal pour les gouvernements et les collectivités du delta du Mackenzie et de la côte de Beaufort. La Société conseillera directement les ministres du MAINC et de l'Énergie, des Mines et des Ressources du GTNO, selon leurs domaines de compétence respectifs. La Société régional servira de point central pour aborder les problèmes d'ordre régional et pour assurer la coordination du soutien gouvernemental aux initiatives régionales.

Un Bureau de coordination de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort a également été établi à Inuvik pour permettre de cristalliser les réactions gouvernementales aux préoccupations exprimées aux niveaux local et régional. Le Bureau est dirigé par un coordonnateur/médiateur spécial qui assurera la liaison avec les deux niveaux de gouvernement, l'industrie, la Société et les autres groupes touchés.

La complexité croissante de l'évaluation et de la réglementation des grands projets industriels est perçu par plusieurs personnes comme étant à l'origine de délais, de coûts élevés et d'autres problèmes pour les initiatives du secteur privé dans les Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. L'incertitude générée par cette complexité est également une source de frustration croissante pour tous les résidants du Nord et elle a amené la formulation de recommandations visant l'amélioration du processus de réglementation dans le Nord. À l'automne de 1983, le MAINC a entrepris une revue de la réglementation applicable au Nord, pour analyser, évaluer et recommander les changements relatifs à certains processus de réglementation et d'autorisation qui influencent les propositions et les projets de développement au nord du 60e parallèle. On prévoit que cette initiative se traduira en gros par une simplification des mécanismes actuels de réglementation et d'autorisation.

Très manifestement, un certain nombre de mesures restent à prendre pour améliorer la situation au niveau des politiques. Le gouvernement partage la préoccupation du Comité à l'effet que les options reliées à des questions comme l'utilisation du territoire et la gestion des ressources et de l'environnement, ne soient pas supprimées, faute d'une planification appropriée. Le Comité du Sénat sera heureux d'apprendre que le gouvernement s'empresse actuellement d'élaborer les politiques et la planification nécessaire pour s'attaquer à ces problèmes. À titre d'exemple, citons la politique de planification de l'utilisation du territoire septentrional, approuvée en juillet 1981.

On trouvera dans les pages qui suivent la réponse à chaque recommandation du Comité. Ces réponses détaillées aux recommandations du Comité précisent les principales initiatives gouvernementales déja prises ou en voie de l'être pour préparer le développement éventuel du Nord. Ces initiatives comprennent une stratégie de gestion des ressources et de l'environnement, une politique relative à la conservation, le développement, une politique relative à la conservation, le développement des infrastructures, la recherche sur la technologie propre aux océans froids et l'amorce d'une revue complète du processus d'examen réglementaire. Le gouvernement s'est engagé à élaborer les politiques et les programmes nécessaires pour préparer le développement des gisements d'hydrocarbures, mais à un rythme correspondant aux besoins.

Il n'existe pas de plan cadre applicable au développement des hydrocarbures. Une structure politique et une stratégie sont toutefois déjà en place, ainsi que certains organismes, pour assurer l'orientation éventuelle des initiatives d'exploitation des gisements d'hydrocarbures, à un rythme et d'une manière compatibles avec l'équilibre social et environnemental délicat.

En dernière analyse, une combinaison de considération internationales, nationales et septentrionales influencera le rythme et le caractère de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures du Nord. Ces considérations ne sont jamais entièrement compatibles et le gouvernement doit maintenir un équilibre approprié en facilitant la mise en valeur ordonnée des ressources, tout en assurant le maintien et la protection des valeurs sociales, économiques et environnementales du Nord. En dernier ressort, les décisions seront prises lorsqu'on aura démontré qu'un projet peut être géré en termes d'incidences environnementales et sociales, qu'il peut offrir des avantages significatifs tant pour le pays que pour le Nord et qu'il est dans l'intérêt national en termes de politique énergétique.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le gouvernement fédéral formule le plus tôt possible en 1983 sa politique concernant la planification de l'énergie du Nord, l'affectation des terres, la question environnementale, la formation de la main-d'oeuvre et le développement de l'infrastructure.

Que le gouvernement fédéral accorde la priorité au règlement des revendications territoriales et des questions touchant l'évolution constitutionnelle du Nord.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement s'est engagé à engagé à élaborer les politiques et les programmes nécessaires, avant que le développement des gisements d'hydrocarbures ne soit entrepris, de façon à ce que les options relatives à des domaines aussi variés que l'utilisation du territoire et la gestion des ressources et de l'environnement ne soient pas neutralisées et à ce que les priorités de la population du Nord ne soient pas reléguées au deuxième plan. Le gouvernement s'empresse d'élaborer les politiques et les plans nécessaires au complément du cadre politique, afin que ces questions soient abordées et que soient précisées les règles de base devant régir l'exploitation des ressources pétrolières de l'Arctique et le transport des hydrocarbures jusqu'au marché. Le gouvernement s'est engagé à élaborer les politiques et les programmes nécessaires à la préparation de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, à un rythme aligné sur les besoins.

Énergie du Nord

En février 1984, le Cabinet entérinait les propositions soumises par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien relatives au rôle et au mandat éventuel de la Commission d'énergie du Nord du Canada (CÉNC). La CÉNC poursuivra ses activités comme société unique de la Couronne fédérale, mais un processus sera amorcé pour améliorer tant l'efficacité opérationnelle que la responsabilité de la CÉNC envers le public, tout en la sensibilisant davantage aux préoccupations et aux besoins des consommateurs du Nord.

L'un des aspects les plus importants du plan fédéral est le déménagement progresssif de l'administration centrale de la CÉNC, d'Edmonton à Yellowknife. Non seulement cette initiative rendra-t-elle la Commission plus sensible aux préoccupations des résidants du Nord, mais elle assurera un stimulant économique important dans les deux territoires. Un deuxième aspect du plan prévoit la réglementation de la CÉNC par un Comité de l'Office nationale de l'Énergie. Chaque gouvernement territorial sera invité à se faire représenter au comité par un porte-parole de sa Commission des services publics; deux représentants de l'ONÉ siégeront au Comité,

et un troisième en présidera les travaux. Cette initiative permettra également aux commissions des services publics des territoires de participer à la planification et à l'élaboration d'une nouvelle structure de tarification pour la CÉNC.

Enfin, pour que la structure de tarification de la CÉNC reflète le coût réel de la prestation d'énergie à tous les usagers, de nouveaux principes seront appliqués à la tarification. Le prix de l'électricité sera déterminé par un processus logique et objectif qui permettra à la Commisssion de poursuivre ses activités selon des principes de saine gestion financière. La structure de la dette de la CÉNC sera également réévaluée avant avril 1985, après l'évaluation des actifs, en vue de déterminer si la dette devrait être radiée ou convertie en actions et, dans l'affirmative, dans quelle proportion. On prévoit qu'après la tenue d'audiences publiques par le Comité du Nord de l'ONÉ, une nouvelle structure de tarification fondée sur les coûts pourra être appliquée, de façon préliminaire, vers avril 1985. Les hausses de tarifs de la CÉNC seront toutefois limitées à 4%, en 1985-1986, conformément à la Politique des prix administrés.

Les subventions fédérales directes versées actuellement, au titre de l'énergie, seront maintenus jusqu'en mars 1985. Ceci permettra aux représentants officiels d'entreprendre un important programme d'étude et de recherche comprenant une revue complète de la forme et de l'importance des subventions versées au titre de l'énergie dans le Nord, en regard de la nouvelle structure de tarification des services publics. L'objectif ultime sera l'amélioration de l'économie de l'énergie et l'utilisation des sources d'énergie de rechange, par l'élaboration d'une stratégie qui améliorera tant le rendement énergétique que les subventions versées au titre de l'énergie.

Planification de l'utilisation du territoire

La planification régionale de l'utilisation du territoire, fondée sur une politique approuvée par le Cabinet en 1981, établira une démarche logique au développement de la région de la mer de Beaufort et du delta de Mackenzie et des autres régions. Une entente a été conclue avec les gouvernements territoriaux et les organisations autochtones relativement aux priorités, aux méthodes à employer et aux objectifs visés. Les besoins en information, pour la région de Beaufort, ont déjà été identifiés et un plan pour cette région devrait être arrêté d'ici à 1987. Des plans semblables seront préparés pour tout le Nord au cours des sept prochaines années. La planification de l'utilisation du territoire précisera le cadre du développement local et régional et fournira aux résidants du Nord le moyen de s'exprimer directement quant au meilleur parti à tirer des ressources offertes par le territoire. Il s'agit d'une initiative politique importante relativement à la gestion des ressources du Nord puisqu'elle crée un cadre qui facilite la prise des décisions et qui tient compte des valeurs sociales, économiques et environnementales des résidants du Nord.

## Gestion de l'environnement

Il existe peu d'endroits où les questions propres aux rapports entre l'homme et l'environnement sont plus pertinentes que dans le Nord. Ici, les liens entre les réalités de l'environnement et le bien-être de l'homme sont très étroits. La vie et les biens de l'homme peuvent être facilement menacés, tout comme les systèmes septentrionaux, et la marge d'erreur est très mince. Pour assurer l'avenir du Nord, il faudra veiller à ce que l'harmonie entre l'homme et l'environnement soit au coeur de toutes les préoccupations reliées au développement du Nord. Mais la création et le maintien de cette harmonie ne sont pas une mince entreprise. Ceci nécessite équilibre et rythme ainsi que des engagements parallèles sur plusieurs fronts.

Comme première démarche, nous savons jusqu'à quel point il est important que les incidences environnementales et socio-économiques des activités et des projets reliés au développement des ressources soient précisées à l'avance de façon à permettre l'adoption des mesures atténuantes appropriées. Et nous voyons actuellement à mettre en place les moyens scientifiques et technologiques nécessaires pour permettre l'appréciation de la faisabilité, de l'acceptabilité et des incidences sociales et environnementales de ces projets avant que des décisions cruciales et irréversibles ne soient prises.

C'est en fait cet esprit qui a inspiré le Processus fédéral d'examen et d'évaluation des incidences environnementales, qui constitue une source importante de renseignements dont le gouvernement peut s'inspirer pour fonder ses décisions qui influenceront le Nord. Ce processus global a été conçu de façon à s'assurer que chaque proposition soit soumise à un examen ordonné, de façon à ce que les incidences environnementales et socio-économiques puissent être quantifiées et évaluées avant la prise des décisions. Sans aucun doute, les résultats de l'examen et de l'évaluation des incidences environnementales dans la région de Beaufort, par exemple, auront ultimement une influence importante sur les politiques gouvernementales régissant la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures du Nord et contribueront à préparer la voie aux autres travaux de planification et de réglementation.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien travaille également, à l'heure actuelle, à l'élaboration d'un cadre de gestion de l'environnement et des ressources, qui sera relié à la politique régissant l'utilisation des ressources, à la réglementation des ressources et de l'environnement et à la qualité de l'environnement, en regard de la toile de fond constituée par le développement industriel et l'exploitation des ressources. L'objectif visé consiste à formuler un cadre politique responsable, axé sur les ressources et l'environnement, pour répondre aux exigences du développement croissant, dans le Nord, durant les années 1980 et les années qui suivront.

Une autre activité importante, enregistrée en 1982-1983, a été le démarrage d'un processus visant l'élaboration d'une stratégie et d'une politique globale de conservation, applicable aux Territoires du Nord-Ouest et du Yukon. L'objectif visé par la stratégie politique : la formulation d'un énoncé clair et complet sur la conservation, et l'identification de mécanismes et de processus efficaces pour appliquer cette politique. Le Groupe de travail sur la conservation du Nord, de formation récente, identifiera les régions de conservation clés dans la région de la mer de Beaufort et du delta de Mackenzie, et ailleurs, et recommandera les niveaux de protection appropriés.

Formation de la main-d'oeuvre

Les objectifs du gouvernement fédéral en matière d'emploi, tels que précisés par la Commission canadienne de l'emploi et de l'immigration (CCEI), ont été relativement consistants depuis 1973. Ces objectifs visent la maximisation de l'emploi et les possibilités de carrières pour les Canadiens, l'amélioration des compétences et des connaissances technologiques de la main-d'oeuvre canadienne, et la promotion des occasions d'emploi et de formation pour les personnes et les groupes cibles sous-utilisés.

Même si la sémantique actuelle des objectifs et des lignes directrices relatives à la planification des ressources humaines de la CCEI a été révisée depuis pour bien en refléter le contexte d'application et les recommandations du secteur privé, leur essence est demeurée fondamentalement la même qu'en 1973. La position du gouvernement fédéral en matière d'emploi et les anticipations propres aux négociations relatives à la réalisation de projets énergétiques, tout au long de la décennie, ont été consistantes, relativement bien articulées et bien comprises tant par le secteur privé que par le secteur public.

La Commission canadienne de l'emploi et de l'immigration a devancé les préoccupations du Sénat et adopté un certain nombre de mesures dans le domaine de la formation. Quelque 150 500 $ ont déjà été consacrés à la formation, en rapport avec les projets de développement des ressources en mer de Beaufort et dans les îles de l'Arctique. Des fonds supplémentaires, soit un total de 500 000 $, ont également été affectués au Projet de Norman Wells, en 1983-1984, dans le cadre du Programme national de formation en industrie, et 2,1 millions de dollars dans le cadre du Programme de formation en institution.

Développement des infrastructures

Le gouvernement fédéral s'est également engagé à faire en sorte que toutes les infrastructures et les services de soutien nécessaires soient en place, à un niveau et à un moment correspondant à l'échelle du développement. La planification dans la région de Beaufort, par exemple, est au départ faite par le gouvernement, par l'entremise du Processus d'examen des évaluations environnementales de la région de Beaufort.

À l'heure actuelle, plus de 12,7 millions de dollars sont prévus au budget; ces fonds proviendront du Fonds fédéral de R-D en énergie, constitué dans le cadre du Programme énergétique national, pour la réalisation de travaux de recherche et de développement associés à la prestation de services de soutien pour assurer le transport du pétrole et du gaz du Nord. Le gouvernement a également annoncé son intention de fournir aux gouvernements territoriaux les fonds dont ils ont besoin pour fournir les infrastructures et les services nécessaires, à l'appui du développement du Nord, de façon à s'assurer que les services soient en place avant que le développement ne soit entrepris.

Revendications territoriales

Il est évident que le gouvernement fédéral est déterminé, sur le plan politique, à régler les revendications territoriales des Autochtones. Cet engagement a été concrétisé par l'Accord constitutionnel de 1983, dans lequel on convient que les droits précisés dans les traités et reconnus aux termes de l'article 35 de la Constitution comprendraient les droits qui existent actuellement suite aux ententes sur les revendications territoriales.

En réaffirmant sa détermination à régler les revendications territoriales des Autochtones, le gouvernement a également déterminé que des ressources accrues seraient requises par les groupes de requérants et les négociateurs gouvernementaux pour maintenir la préparation et la négociation des revendications à un niveau susceptible d'en permettre le règlement hâtif. Des ressources additionnelles pour la négociation et la satisfaction des revendications ont donc été fournies pour permettre la poursuite du règlement de toutes les revendications territoriales au nord du 60° parallèle. En fait, deux de ces revendications sont presque réglées. Un accord de principe a été conclu avec le Conseil des Indiens du Yukon et une entente définitive a été conclue récemment avec le Comité d'examen des droits des Autochtones (CÉDA).

Développement politique

Le 22 novembre 1982, le Cabinet acceptait le principe de la répartition des T.N.-O., sous les réserves suivantes :

i) le règlement de toutes les revendications globales;

ii) l'entente chez les résidants du Nord et avec le gouvernement fédéral concernant les limites et l'emplacement de tous les nouveaux centres administratifs;

iii) une entente chez les résidants du Nord et avec le gouvernement fédéral concernant la répartition des pouvoirs relatifs aux niveaux local, régional et territorial de gouvernement;

iv) le soutien continu de la répartition par la majorité des résidants des T.N.-O.

Une Alliance constitutionnelle des T.N.-O., composée de représentants de toutes les grandes organisations d'Autochtones et de quatre représentants de l'Assemblée législative des T.N.-O., a été créée pour examiner les questions d'intérêt commun, notamment l'éventuelle limite de la répartition. Le gouvernement fédéral finance les travaux de l'Alliance, à raison de 2,2 millions de dollars en 1983-1984 et 1984-1985, pour lui permettre de préciser une limite de division ainsi que la répartiation des pouvoirs aux niveaux local, régional et territorial. Grâce à ses deux forums (le Forum constitutionnel Nunavut), l'Alliance est actuellement à la recherche d'un consensus chez les résidants du Nord en rapport avec ces questions et d'autres questions connexes.

En janvier 1984, après l'élection territoriale, le poste de sous-commissaire, nommé par le gouvernement fédéral, a été supprimé comme élément actif de la scène politique septentrionale et comme participant aux activités du Conseil exécutif. Le chef de l'Exécutif élu est le président adjoint du Conseil exécutif, et le Commissaire a abandonné son rôle de président du Conseil de gestion des finances.

Même si le statut de province pour le Yukon et les T.N.-O. n'est pas un objectif réaliste dans un avenir prévisible, le gouvernement fédéral a répété son engagement soutenu à l'évolution vers un gouvernement responsable et il a renforcé cet engagement par de nouvelles mesures qui assureront une assise solide au développement politique éventuel. La Loi du Yukon sera modifiée dès que les revendications des Autochtones auront été réglées, afin de confirmer par un document législatif les mesures déjà prises pour concrétiser un gouvernement responsable au Yukon. Dans les T.N.-O., le processus sera retardé jusqu'à ce que des questions aussi fondamentales que la répartition du territoire aient été résolues.

Le gouvernement fédéral prend également des mesures pour adopter une démarche axée sur une formule qui permette d'assurer un soutien financier aux territoires pour permettre aux gouvernements septentrionaux d'adopter une planification financière à plus long terme et d'assurer une plus grande responsabilité envers leurs assemblées législatives relativement aux décisions budgétaires. Pour obtenir davantage les gouvernements territoriaux et les aider à faire face aux coûts reliés au développement des ressources, le gouvernement fédéral s'est également engagé à accorder aux territoires certains revenus discrétionnaires.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que l'organisme du gouvernement fédéral qui sera chargé d'examiner les activités et la technologie de chaque phase du plan de développement de la région de la mer de Beaufort, en étudie soigneusement l'adéquation, notamment du point de vue technique et sous l'angle d'un fonctionnement à longueur d'année.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Cet objectif constitue l'un des buts premiers de la stratégie fédérale de développement des hydrocarbures. Cette stratégie prévoit une démarche progressive prudente faisant appel à des projets de démonstration de façon à permettre aux gouvernements, à l'industrie et au public de tirer le plus de renseignements possible du développement progressif. Les projets pilotes et les projets de démonstration feront l'objet d'une surveillance et d'une évaluation attentives afin de déterminer la pertinence d'une application éventuelle dans le Nord et s'assurer que toutes les parties apprennent le plus de choses possible grâce aux phases initiales du développement. À cet égard, le projet de pipe-line et d'expansion des installations pétrolières de Norman Wells fait actuellement l'objet d'une surveillance attentive afin que les leçons tirées de ce projet puissent être appliquées à des projets plus importants et plus complexes, notamment à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures de la mer de Beaufort.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien procède actuellement à l'établissement d'un mécanisme de réglementation et d'évaluation des grands projets afin de coordonner les activités gouvernementales relatives aux grands projets de développement industriel. Cette coordination éliminera les obstacle inutiles à l'évaluation et à la réalisation des projets. Du même coup, celle-ci fera en sorte que les conditions techniques, environnementales et socio-économiques soient en place pour que le développement puisse se faire de façon à réaliser les objectifs nationaux et septentrionaux et à éviter des erreurs coûteuses et des dommages permanents. Grâce à ce nouveau mécanisme, le processus d'examen et d'autorisation de tout projet comportant un niveau élevé de "technologie nouvelle" sera conçu de façon à prévoir, dans la mesure du possible, des autorisations progressives et un examen attentif à chaque étape, pour assurer l'intégrité de la nouvelle technologie appliquée.

Le MAINC a également amorcé, à l'automne de 1983, une Revue de la réglementation septentrionale dans le but d'analyser, d'évaluer et de recommander des changements à certains processus de réglementation et d'autorisation relatifs aux propositions et aux projets de développement, au nord du 60$^{e}$ parallèle. On prévoit que cette initiative permettra de simplifier le processus actuel de réglementation et d'autorisation.

En outre, les règlements adoptés aux termes de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada, concernant les ouvrages, la plongée, les travaux de géophysique, les pipe-lines et la production sont au stade de projet et seront adoptés bientôt. Ces règlements préciseront les normes d'exploitation applicables aux exploitations septentrionales et régiront la pertinence de ces activités en vue d'une exploitation à longueur d'année. Aux termes de cette loi, le processus d'approbation du plan de développement prévoit les autorisations progressives ainsi que les conditions, les inspections et les activités de surveillance et de recherche avant que les autorisations ultérieures ne soient accordées et que la production puisse être entreprise.

Transports Canada surveille les manoeuvres des navires d'exploration en mer de Beaufort, particulièrement en ce qui concerne les capacités opérationnelles des navires en début et en fin de campagne. Le ministère collabore également avec l'industrie à la réalisation de divers projets de recherche et de développement visant l'évaluation du rendement de leurs navires de classe Arctique.

L'un des grands problèmes rencontrés lorsqu'on tente d'évaluer les incidences environnementales des nouvelles initiatives industrielles novatrices et extensives entreprises ou proposées en mer de Beaufort, est l'étendue restreinte de l'expérience pertinente acquise au large, dans les eaux arctiques. En réponse à ce problème, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien (MAINC) et le ministère de l'Environnement (MDE) ont lancé un programme intitulé Projet de surveillance de l'environnement de la mer de Beaufort. Celui-ci a pour objet de fournir au MAINC des recommandations visant la réalisation d'un programme de surveillance et de recherche complet et soutenable applicable à la région de la mer de Beaufort. Ce projet servira de mécanisme pour orienter, concevoir et intégrer les activités de surveillance et de recherche en mer de Beaufort, relatives aux responsabilités réglementaires de l'APGTC et du Programme des Affaires du Nord du MAINC.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que les normes d'exploitation et de sécurité relatives à la production et au transport du pétrole imposent aux personnes concernées une formation appropriée et une expérience de travail dans les conditions de l'Arctique.

---

RÉPONSES FÉDÉRALE

Le gouvernement reconnaît, avec le Comité du Sénat, qu'il faut assurer la sécurité des personnes oeuvrant au développement de l'Arctique. Des règlements applicables spécifiquement à l'exploitation, aux pipe-lines, aux ouvrages et aux travaux de plongée ont déjà été rédigés et devraient être adoptés en 1984-1985. Ces règlements, qui seront appliqués par l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC), préciseront les normes appropriées que devront respecter les sociétés poursuivant des activités dans des conditions arctiques extrêmes.

L'industrie, en réponse à des demandes formulées par la Commission canadienne de l'emploi et de l'immigration et l'APGTC, poursuit actuellement une étude de 25 occupations associées au travail relié à l'exploitation des gisements sous-marins de pétrole et de gaz, de façon à ce que des programmes de formation appropriés puissent être entrepris afin de préparer le personnel compétent requis pour assurer l'exploitation sécuritaire et efficace des installations, dans des conditions arctiques rigoureuses. Ces discussions se poursuivent également avec les sociétés Dome, Esso et Gulf en vue d'élaborer des programmes d'analyse des tâches et de formation, en rapport avec les postes supérieurs sur les bateaux dragueurs qui manoeuvrent en mer de Beaufort, pour que des Canadiens puissent éventuellement occuper des postes de responsabilité en toute sécurité.

L'Administration maritime de Transports Canada travaille actuellement à la préparation de normes applicables aux manoeuvres des navires de classe Arctique, en tenant compte des conditions uniques propres à la navigation dans le Passage du Nord-Ouest et des contraintes psychologiques qui peuvent en résulter.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le gouvernement et l'industrie accordent une grande priorité aux initiatives financières et aux projets de recherche visant la mise au point de techniques expérimentales susceptibles de faire progresser le Canada dans le domaine de l'exploitation des mers froides.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement reconnaît, avec le Comité du Sénat, que l'introduction de technologie non éprouvée présente des risques particuliers dans l'environnement arctique et il soutient la recommandation du Comité voulant qu'on accorde une grande priorité aux initiatives financières et aux projets de recherche visant la mise au point des technologie expérimentales susceptibles de faire progresser le Canada dans le domaine de l'exploitation des mers froides.

Le MAINC, notamment, a des responsabilités d'ordre législatif et réglementaire relativement à cette recommandation, principalement de concert avec l'APGTC et IC/EIR au chapitre de l'administration des avantages industriels pour le Nord canadien. Dans le cadre des obligations relatives aux retombée pour le Canada, aux termes de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz, le gouvernement a les moyens d'influencer l'importance, la source et l'origine des recherches que l'industrie doit faire. Le MAINC est également responsable de l'évaluation des incidences que chaque "nouvelle technologie" peut avoir sur l'environnement ainsi que de l'évaluation des incidences socio-économiques pour la population du Nord. Dans le cas des activités reliées au pétrole et au gaz, tant sur terre qu'en mer, le contrôle environnemental et la sécurité technique sont assujettis à la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz. D'autres mesures de protection environnementale sont prévues dans le cadre de la Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques, de la Loi sur les eaux intérieures du Nord et de la Loi sur les terres territoriales.

Le gouvernement a soutenu et continue de soutenir le développement de la tehcnologie propre aux mers froides. Ainsi, en 1983-1984, environ 15,6 millions de dollars ont été prévus à même les crédits fédéraux consacrés à la recherche et au développement en énergie, dans le cadre du Programme énergétique national, pour améliorer nos connaissances sur les océans froids et les contraintes qu'ils imposent sur le plan de la conception techniques. Ceci représente environ 10 p. 100 des crédits de 163 millions de dollars autorisés par le Cabinet pour financer les travaux fédéraux de recherche et de développement en énergie, dans le cadre du Programme énergétique national.

Les fonds prévus à ce chapitre dans le cadre du Programme énergétique national peuvent être répartis comme suit :

- recherches visant l'amélioration des connaissances sur les mers froides et les contraintes qu'elles imposent à la conception technique :

| | K$ | |
|---|---|---|
| R-D en géotechnique sous-marine | 1285 | (ÉMR, CNR) |
| Hydrates de gaz | 475 | (ÉMR, CNR) |
| Critères de conception environnementale | 1995 | (EC,P&O,APGTC, TPC, CNR) |
| Incidences environnementales | 2009 | (EC, P&O) |
| SOUS-TOTAL | 5764 | |

- recherche visant le développement de technologies relatives aux mers froides :

| | | |
|---|---|---|
| Technologie relative à la sécurité | 650 | (APGTC) |
| Génie des ouvrages marins | 2260 | (EC, P&O, APGTC, CNR, TPC) |
| Matériaux destinés aux ouvrages utilisés au large des côtes | 2067 | (ÉMR) |
| Navigation et systèmes hydrographiques dans les eaux arctiques et atlantiques | 3405 | (TC, P&O) |
| Navires destinés au transport des ressources, de la classe Arctique | 1470 | (TC) |
| SOUS-TOTAL | 9852 | |
| TOTAL | 15616 | |

Ceci ne représente pas l'ensemble des efforts consentis par le gouvernement à ce chapitre. Le Conseil national de recherches, en tant que principal organisme de recherche du gouvernement fédéral, participe à plusieurs programmes de recherche important et fournit une aide financière substantielle pour faire évoluer la technologie septentrionale. Le nouvel Institut de recherche sur la mer et sur les navires arctiques est actuellement en voie d'établissement et il sera chargé de promouvoir et de faciliter le développement au pays d'une capacité technologique qui permettra de concevoir, construire et exploiter en toute sécurité les navires et les structures flottantes qui seront utilisés dans les eaux infestées de glace, en surface ou sous celle-ci. Ce nouvel institut permettra de faire des expériences de modélisation de navires et d'oeuvrages destinés à être utilisés dans toutes sortes d'environnements maritimes et dans toutes sortes de conditions de transport, tout particulièrement dans l'environnement maritime arctique. L'institut fournira au Canada une capacité de recherche qui le placera à la fine pointe de la recherche sur tous les

aspects reliés à la modélisation des navires. Un nouveau Laboratoire des glaces fournira au Canada le réservoir d'essai recouvert de glace le plus avancé au monde; ces installations permettront d'obtenir des résultats à l'échelle plus exacts lors des essais effectués en vue de la construction éventuelle des grands navires dans les chantiers navals canadiens. Le parachèvement des installations du laboratoire et des deux réservoirs d'essai est prévu pour décembre 1984. L'Institut travaillera en collaboration étroite avec le Centre du génie des ressources des mers froides, de St-Jean (T.-N.), avec l'Institut d'océanographie Bedford, de Dartmouth (N.-É), et avec l'Institut des sciences océaniques, de Sydney (C.-B.).

Un comité consultatif a été créé pour aider le CNR et l'Institut à élaborer le programme. Ce comité, formé d'usagers et de représentants des gouvernements et de l'industrie et de représentants d'autres organismes intéressés, a le mandat de conseiller le CNR sur des questions relatives à la planification du programme, à l'établissement du calendrier et à l'utilisation des installations. On prévoit que le Comité consultatif constituera également un forum qui contribuera à faire en sorte que la totalité de la recherche et du développement canadiens dans le domaine des applications maritimes, particulièrement en milieu arctique, pourra répondre aux besoins du pays.

Un soutien et un encouragement actifs et soutenus ont également été assurés à ces programmes : c'est le cas par exemple du développement par le ministère des Pêches et des Océans du véhicule submersible autonome télécommandé qui servira à exécuter des travaux hydrographiques dans les eaux arctiques, et du développement par le Projet de gaz polaire des techniques qui permettront d'installer des pipe-lines sous la glace de l'Arctique.

L'Administration maritime de Transports Canada poursuit un programme extensif de recherche et de développement sur tous les aspects de l'activité maritime arctique. Ce programme comprend des travaux de recherche sur la conception des navires, notamment sur les coques, les gouvernails, les étraves et la machinerie, par des moyens théoriques et empiriques; la télédétection des glaces, la mécanique de la glace et la navigation dans les glaces; les systèmes électroniques de navigation et de communication, les vagues et le climat, les simulateurs de navires, la manoeuvre des navires, et sur la survie en mer.

Par l'entremise du Fonds renouvelable pour la réalisation d'études sur l'environnement du Nord, créé par la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, l'industrie versera jusqu'à 15 millions de dollars par année pour financer des études environnementales et sociales reliées à l'exploration et à la mise en valeur des gisements d'hydrocarbures du Nord. Ces études, qui porteront sur des questions reliées directement à l'exploration et à l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz, compléteront les connaissances nécessaires pour permettre la prise de décisions plus éclairée et plus rapide par le gouvernement.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le gouvernement fédéral accélère le processus de planification régionale et que le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien instaure un mécanisme de planification qui favorise la participation de représentants régionaux.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement reconnaît qu'il est essentiel que les gouvernements territoriaux, les organismes fédéraux, les groupes autochtones et autres résidants du Nord intéressés fassent une contribution significatif au processus de planification de l'utilisation du territoire dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie et dans les autres régions. La politique de planification de l'utilisation du territoire du ministère des Affaires indiennes et du Nord circonscrira le cadre du développement local et régional et donnera aux résidants du Nord une voix directe pour préciser les meilleures utilisations à faire des ressources offertes par le territoire. De l'avis du gouvernement, il s'agit là de la plus importante initiative politique relative à la gestion des ressources du Nord.

Le ministère a mené à terme les négociations avec les gouvernements territoriaux et les organisations autochtones du Nord et en est arrivé à une entente concernant les priorités, les méthodologies et les objectifs à viser, de façon à pouvoir amorcer officiellement la planification de l'utilisation du territoire septentrional dès 1984. Les besoins en information pour la région de Beaufort ont déjà été identifiés et un plan à l'échelle régionale devrait être achevé vers 1987. Des plans semblables seront établis pour tout le territoire septentrional au cours des sept prochaines années.

## RECOMMANDATIONS DU COMITÉ

Que tous les services maritimes de soutien, notamment la détection des glaces, la prévision météorologique, les aides à la navigation, les opérations de recherche et de sauvetage et les escortes nécessaires pour assurer la sécurité des opérations d'exploitation et de transport, soient opérationnels avant le début de la phase de production.

---

## RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement reconnaît que les services maritimes de soutien essentiels doivent être en place avant le début de la phase de production. Pour répondre aux exigences suscitées par l'activité maritime anticipée, associée à l'exploitation et au transport des hydrocarbures du Nord, Transports Canada, l'organisme chargé d'élaborer et d'exploiter un réseau de transport sûr et efficace à l'échelle du pays, a énoncé une politique des services maritimes arctiques visant à assurer la prestation et l'administration de services et de règlements à l'appui de la navigation. Le ministère a également créé une Régie de la navigation, au sein de la Garde cotière, suite aux recommandations du Comité d'examen des évaluations environnementales du Projet pilote de l'Arctique et il a proposé la création d'une Direction générale du Nord, de la Garde côtière, qui pourrait éventuellement offrir toute la gamme des services maritimes.

Transports Canada a également entrepris un programme de recherche et de développement pour s'assurer que la technologie maritime améliorée soit en place avant que l'exploitation des gisements d'hydrocarbures ne soit entreprise. Ceci comprend notamment la conception des brise-glace, les systèmes de navigation, de communication et de télédétection, la prévision du temps, de l'état de la mer et des glaces, les opérations de recherche et de sauvetage, le matériel d'urgence et de prévention de la pollution ainsi que la conception des installations portuaires et terminales. En plus de la recherche connexe sur le matériel, diverses études ont été faites sur la faisabilité de divers modes de transport.

Le Programme énergétique national a également prévu environ 12,7 millions de dollars pour la réalisation en 1983-1984 de travaux de recherche et de développement associés à la prestation de services de soutien visant à permettre la mise en valeur et le transport du gaz et du pétrole du Nord. Ce budget peut se répartir comme suit :

| | K$ | |
|---|---|---|
| Génie maritime | 4 905 | (EC, APGTC, P&O, CNR, TPC) |
| Réseaux de transport | 155 | (TC) |
| Navigation et hydrographie/Arctique et Atlantique | 3 405 | (TC, P&O) |
| Prévision environnementale | 3 798 | (EC, ÉMR, P&O) |
| TOTAL | 12 738 | |

Le Service de l'environnement atmosphérique d'Environnement Canada, à titre d'organisme fédéral responsable des services de prévision du temps et de la glace par tout le Canada, y compris les régions situées au nord du 60e parallèle, collabore avec la Garde côtière canadienne pour assurer la surveillance et prévoir les conditions de glace dans les eaux canadiennes. Comme le niveau des services fournis dépend dans une large mesure du niveau des activités maritimes dans ces eaux, les services sont actuellement offerts uniquement durant la campagne de navigation estivale. Toute expansion de ce service pour assurer le transport maritime à longueur d'année nécessiterait un accroissement des ressources pour étendre les services de prévision du temps dans les eaux arctiques canadiennes.

Le programme fédéral des Services d'information sur la glace, autorisé récemment, prévoit le lancement en 1986 du premier service d'information sur les icebergs, sur la côte est du Canada, et une expansion des services de surveillance de la glace de mer dans l'Arctique et de prévisions pour l'Arctique durant l'hiver. Cette expansion assurera dans l'Arctique un service d'information sur la glace, à longueur d'année. Les plans éventuels relatifs à l'accroissement des services d'information sur la glace dépendent du rythme des activités d'exploration et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures et de la disponibilité des satellites dotés de radar pouvant observer la situation à distance.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que la Garde côtière canadienne soit dotée des ressources financières et humaines lui permettant de procéder à des travaux de recherche et de développement, de fournir des services d'aide à la navigation et de faire face aux urgences, afin que le gouvernement puisse, à n'importe quel moment de l'année, parer aux incidents survenant dans les eaux de l'Arctique.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

La Garde côtière canadienne a été autorisée à entreprendre la construction d'un brise-glace supplémentaire nord/sud, de capacité égale au FRANKLIN, au RADISSON et au DESGROSEILLERS, ainsi qu'un programme de remise en état et de remplacement de brise-glace plus petits et de navires du soutien. Toutefois, aucun de ces navires ne peut permettre le prolongement de la campagne de navigation dans l'Arctique.

Pour que le gouvernement fédéral puisse se doter d'une capacité de manoeuvrer à longueur d'année dans l'Arctique, Transports Canada travaille également à l'élaboration de plans en vue de construire ce qui pourrait devenir le brise-glace le plus puissant au monde. Le Polaire 8, comme on l'appelle maintenant, pourrait manoeuvrer dans une glace de huit pieds d'épaisseur et il serait doté de moteurs de 100 000 hp qui lui permettraient de manoeuvrer dans l'un des environnements maritimes les plus hostiles au monde. Le ministère a également fait autoriser par le Conseil du Trésor un mécanisme d'appel d'offres relativement à la phase de la conception du Polaire 8, laissant à plus tard la décision d'en entreprendre la construction. Les délais nécessaires à la construction de ce puissant brise-glace font que celui-ci pourrait être disponible au cours de la décennie 1990.

De plus, l'Administration maritime de Transports Canada, y compris la Garde côtière, a sollicité et obtenu du Conseil du Trésor l'autorisation relative aux crédits rattachés à son programme de R-D en mer Arctique, pour deux autres années. Ce programme promouvoit la technologie maritime et l'expertise en matière de réglementation reliée aux systèmes de soutien de la navigation et des activités maritimes, pour la phase de l'exploration et, éventuellement, la phase du transport, du programme de développement de l'Arctique. Une amélioration et un prolongement de la campagne de navigation en sont à divers stades de développement, relativement à chacun des principaux services offerts par la Garde côtière dans l'Arctique.

La Garde côtière et l'APGTC collaborent également étroitement pour s'assurer que les systèmes de forage et de soutien maritimes soient surveillés, tout au long des diverses phases de développement, lorsque les autorisations réglementaires doivent être souples et sont

assujetties à certaines conditions. Même si les activités de production et de transport ont été remises à plus tard, le forage à longueur d'année, à partir d'une série de plates-formes uniques et soutenu par des navires expérimentaux de classe Arctique, exige beaucoup de temps et de ressources humaines.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le transport des hydrocarbures de la région de l'Arctique s'effectue d'abord par pétrolier, sur une petite échelle, et qu'on étudie la possibilité de jumeler au besoin les deux modes de transport proposés.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Même si une démarche progressive prudente, faisant appel à des projets de démonstration, constitue l'assise même de la stratégie de développement des hydrocarbures adoptée par le gouvernement, celui-ci estime qu'il est prématuré de soutenir l'opinion du Comité privilégiant le transport du pétrole de la mer de Beaufort par brise-glace. Le gouvernement estime que le rapport a tendance à sous-estimer non seulement les incidences des événements internationaux sur le calendrier et l'échelle de développement des hydrocarbures et l'influence que ces facteurs auront sur le choix du mode de transport qui sera utilisé pour amener le pétrole et le gaz jusqu'aux marchés du Sud, mais également l'importance des inconnues d'ordre environnemental, social et technologique.

En dépit de l'opinion de l'industrie voulant que les deux modes de transport, c'est-à-dire par navire-citerne et par pipe-line, soient techniquement viables et que les incidences environnementales et socio-économiques de ces deux modes de transport puissent être maintenues à l'intérieur de tolérances acceptables, il n'en reste pas moins certaines lacunes significatives quant au niveau et au détail des renseignements requis pour permettre l'évaluation des facteurs environnementaux associés aux possibilités de déversements de pétrole et aux manoeuvres des navires-citernes dans le Passage du Nord-Ouest. Même si la construction d'un oléoduc est réalisable, eu égard à l'état actuel de la technologie, la manoeuvre des pétroliers brise-glace, à longueur d'année, n'a pas encore été tentée et éprouvée. L'introduction d'une technologie non éprouvée présente des risques particuliers dans l'environnement arctique et plusieurs inconnues d'ordre environnemental demeurent en ce qui concerne l'acheminement du pétrole par le Passage du Nord-Ouest.

Même si le gouvernement estime qu'il est prématuré d'arrêter une position à ce stade-ci, la stratégie récente relative à la mise en valeur des hydrocarbures, annoncée en 1982, constitue toutefois un élément important de la planification du développement éventuel, en ce qui concerne les modes de transport. La stratégie prévoit une démarche progressive prudente, faisant appel à des projets de démonstration, de façon à permettre au gouvernement d'évaluer les incidences des diverses options en matière de développement et d'exploitation.

Le Programme d'initiatives pétrolières et gazières du Nord (PIPGN), qui se trouve au coeur de la stratégie gouvernementale relative aux hydrocarbures, a pour but d'assurer la coordination et les ressources requises par les ministères fédéraux et territoriaux participants, et ainsi permettre la réalisation de travaux de planification et de recherche prioritaires qui ne peuvent être financés dans le cadre du processus budgétaire normal. Le PIPGN reflète l'évaluation des gouvernements fédéral et territoriaux des priorités en matière de planification et de recherche qui doivent être satisfaites, si on veut que les gouvernements soient prêts à assurer la gestion de la mise en valeur des hydrocarbures du Nord (production et transport), dès le début des années 1990. Pour ce qui regarde la région de Beaufort, le programme est fondé sur deux hypothèses possibles, de façon à ne pas être lié à l'une ou l'autre des options en matière de transport :

- un oléoduc enfoui de faible diamètre qui remonterait la vallée du Mackenzie, depuis le delta jusqu'à Norman Wells; et

- le transport du pétrole, à longueur d'année, par navire-citerne renforcé pour résister à la glace, depuis une ou deux îles ou plates-formes artificielles aménagées en mer de Beaufort, vers l'Est, en empruntant le Passage du Nord-Ouest.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le gouvernement fédéral soit davantage la locomotive de la coordination et de la surveillance des activités des promoteurs, du secteur manufacturier et des syndicats, et veille à ce qu'un plan industriel assurant une participation canadienne maximale, soit élaboré et mis en oeuvre, en rapport avec les grands projets, notamment le projet de développement de la région de la mer de Beaufort.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement reconnaît, avec le Comité du Sénat, que les grands projets, notamment le projet de développement de la région de la mer de Beaufort, peuvent offrir un défi à l'industrie manufacturière canadienne. Le gouvernement s'est engagé à assurer la plus grande participation canadienne possible à tous les grands projets.

La stratégie énergétique nationale canadienne devrait permettre aux Canadiens de profiter de toutes les occasions économiques et pratiques qu'offre la participation à toutes les étapes de l'activité pétrolière sur les terres du Canada. La Loi sur le pétrole et le gaz du Canada,, promulguée en mars 1982, constitue un élément essentiel de l'effort fait par le gouvernement pour assurer aux Canadiens l'occasion de participer à l'industrie pétrolière, et beaucoup de progrès ont été faits pour mettre en application les mesures visant à réaliser ces objectifs. Plusieurs ententes majeures d'exploration ont été conclues et celles-ci se traduiront par la création d'emplois et d'occasions industrielles pour les Canadiens.

La Direction des retombées pour le Canada, au sein de l'APGTC, a été créée pour assurer la coordination fédérale des initiatives visant la réalisation de ces objectifs. Les plans relatifs aux retombées pour le Canada doivent prévoir l'embauche de Canadiens et donner aux fabricants, aux experts-conseils,, aux entrepreneurs et aux entreprises de service du Canada une occasion entière et équitable de participer, sur une base concurrentielle, à l'approvisionnement en marchandises et en services. En outre, aux termes de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et de la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz, le ministre peut exiger que les plans prévoient l'accès de personnes ou de groupes désavantagés aux possibilités de formation et d'emploi.

Avec le concours de la Direction des retombées pour le Canada, de l'APGTC, d'autres services du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que d'autres organismes gouvernementaux, comme la Commission canadienne de l'emploi et de l'immigration, participent aux discussion avec les sociétés concernant les programmes de retombées pour le Canada. Par le Bureau des retombées industrielles et régionales, qui a la responsabilité générale de maximiser pour les

Canadiens les avantages industriels découlant de toutes les grandes activités reliées à la réalisation du projet en territoire canadien, les ministères de l'Industrie et du Commerce et de l'Expansion industrielle régionale jouent un rôle clé dans ces discussions.

La Direction des retombées pour le Canada Coordonne l'évaluation des plans en se basant sur l'ensemble des avantages reliés à l'industrie, à l'emploi et aux aspects socio-économiques, pour l'ensemble du Canada ainsi que pour les agglomérations et la région la plus touchée. Le Service des avantages industriels du plan s'attache principalement à l'approvisionnement et à la demande de marchandises et de services, aux pénuries d'approvisionnement et aux possibilités de développement, au transfert de la technologie aux sociétés canadiennes ainsi qu'aux possibilités de recherche et de développement. L'évaluation des avantages d'emploi, de l'approvisionnement et des sources d'approvisionnement, des pénuries possibles, des plans visant le remplacement des travailleurs étrangers, de la formation et des programmes et des engagements reliés à des mesures affirmatives spéciales.

La partie socio-économique du plan s'intéresse aux préoccupations régionales et locales relatives à l'emploi, aux possibilités commerciales et aux incidences du programme de travail sur les conditions socio-culturelles. Les incidences sur l'infrastructure du bâtiment, les services sociaux et l'utilisation du territoire et des ressources doivent toutes être envisagées. La consultation des collectivités ainsi que la participation du public sont également prévues au plan. Si des répercussions adverses sont identifiées, des mesures atténuantes ou des programmes doivent être adoptés.

En 1982, trois plans de retombées pour le Canada ont été élaborés en rapport avec les activités d'exploration sur les terres du Canada situées au nord du 60$^{e}$ parallèle. Une attention spéciale a été accordée aux retombées septentrionales reliées à la formation, à l'emploi et aux possibilités offertes aux petites entreprises commerciales. Ces ententes se traduiront par des dépenses totales de l'ordre de 1,3 milliard de dollars, dont presque 900 millions, soit 70 p. 100 du total, se feront sous forme de dépenses canadiennes. Au chapitre de l'emploi, un sommet sera enregistré en 1984, avec plus de 1 100 postes, dont environ 975, soit 89%, seront occupés par des Canadiens.

Les données statistiques de 1982 relatives aux dépenses et à l'emploi, pour les principales régions d'exploration et d'exploitation pétrolières, sur les terres du Canada, s'établissent comme suit : plus de 1,5 milliard de dollars ont été dépensés en 1982 pour des travaux d'exploration pétrolière, dont quelque 1,125 milliard de dollars, soit 73%, ont été dépensés au Canada. Un milliard de dollars supplémentaire a été consacré à l'acquisition de matériel capitalisé qui sera utilisé sur les terres du Canada. Environ la moitié de cette somme a été injectée dans l'économie canadienne. En 1982, quelque 5 700 emplois ont également été créés par les activités

reliées au pétrole. Environ 4 800 de ces emplois, soit 84%, ont été occupés par des Canadiens, dont une moyenne de 40% ont été embauchés sur les marchés de travail régionaux. La CCEI assure une surveillance suivie des activités des sociétés en matière d'emploi et ce travail est complété s'il y a lieu par des visites sur le terrain, pour vérifier le transfer aux Canadiens des compétences et des emplois des travailleurs étrangers.

Le MAINC et les gouvernements territoriaux discutent actuellement de la création de Comités des retombées septentrionales (CRS), sur une base régionale, dans les deux territoires, pour traiter de façon globale des diverses questions propres aux préoccupations régionales relatives au programme de retombées pour le Canada. Ces Comités des retombées septentrionales seraient co-présidés par le Programme des affaires du Nord du MAINC et par le gouvernement territorial intéressé, et l'APGTC, la CCEI et IC/EIR y seraient représentés en permanence. La Société de la zone touchée par le développement du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort servirait de véhicule au comité pour assurer la consultation des collectivités relativement aux conventions d'exploration en mer de Beaufort. Le CRS consulterait les autres organismes appropriés au niveau de l'agglomération et de la région en rapport avec les programmes d'exploration pétrolière et gazière dans d'autres endroits.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien élabore également à l'heure actuelle des stratégies de développement économique régional qui préciseront les objectifs régionaux; ceux-ci serviront à l'élaboration et à la mise en oeuvre de projets spécifiques qui permettront de tirer le maximum d'avantages économiques.

Le MAINC continuera à désigner les coordonnateurs supérieurs des grands projets afin d'assurer la plus grande coopération possible et le maximum de communication entre les entreprises, les syndicats, les promoteurs et les résidants du Nord ainsi qu'entre les deux niveaux de gouvernement. Grâce à cette coordination et à la surveillance des projets, on devrait pouvoir tirer le maximum de retombées économiques tant au niveau régional qu'au nuveau national.

Les gouvernements fédéral et territorial ainsi que l'industrie ont récemment convenu de nouvelles démarches pour améliorer la coordination et la participation des collectivités, afin de résoudre les problèmes enregistrés dans la région de la mer de Beaufort. La société de la zone touchée par le développement de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie a été reconnue comme principal point de contact entre les gouvernements et les collectivités du delta du Mackenzie et de la côte de Beaufort. La société conseillera directement le ministre du MAINC et le ministre de l'Énergie, des

Mines et des Ressources du GTNO, selon leurs secteurs d'autorité et de responsabilité respectifs. La Société servira de forum pour aborder les problèmes régionaux et de mécanisme pour assurer la coordination du soutien gouvernemental aux initiatives régionales.

Un Bureau de coordination du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort a également été établi a Inuvik pour permettre de regrouper les initiatives gouvernementales reliées aux préoccupations des collectivités et de la région. Ce Bureau est dirigé par un coordonnateur/facilitateur chargé d'assurer la liaison avec les deux niveaux de gouvernement, avec l'industrie, avec la Société et avec les autres groupes touchés.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que l'on se préoccupe immédiatement de développer la capacité des chantiers navals canadiens pour qu'ils puissent non seulement produire tous les types de grands navires requis pour le développement de l'Arctique, mais concurrencer les entreprises étrangères similaires.

RÉPONSES FÉDÉRALE

La recommandation visant le développement d'une capacité canadienne, dans le secteur public, pour entreprendre la construction de grands navires, et la recommandation voulant qu'on entreprenne le transport des hydrocarbures de l'Arctique par navire-citerne, sur une petite échelle, ne sont pas complémentaires. L'aménagement d'un chantier naval canadien, pour construire notamment des brise-glace de la catégorie Arctique, ne devrait être envisagé que si le chantier naval peut être viable tout au long de son cycle de vie.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le Programme national de formation dans l'industrie soit élargi afin que les résidants du Nord puissent recevoir la formation nécessaire pour participer aux grands projets d'exploitation des ressources dans l'Arctique.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

La commission canadienne de l'emploi et de l'immigration a anticipé les préoccupations du Comité du Sénat et a pris un certain nombre de mesures dans le domaine de la formation. Quelque 150 000 $ ont déjà été consacrés à la formation reliée aux projets de mise en valeur des ressources en mer de Beaufort et dans les îles de l'Arctique. D'autres fonds ont également été affectés au projet de Norman Wells, en 1983-1984, soit 500 000 $ dans le cadre du Programme national de formation en industrie, et 2,1 millions de dollars dans le cadre du Programme de formation en institution.

La coordination et la planification efficaces des programmes et des services sur le marché du travail dans les Territoires du Nord-Ouest font également l'objet actuellement de consultations intensives entre les parties intéressées.

Sans aucun doute, plusieurs résidants du Nord ne peuvent tirer parti des possibilités d'emploi offertes par l'industrie pétrolière et gazière en raison de leur faible niveau de scolarisation et d'expérience. Pour résoudre ce problème, l'Entente auxiliaire sur le développement des ressources humaines, conclue aux termes de l'Entente Canada-Territoires du Nord-Ouest sur le développement économique, a été conçue de façon à accroître la participation de la force ouvrière résidante de la région en lui fournissant les compétences de base, l'expérience et les connaissances requises pour participer aux premiers niveaux de l'économie salariale et de façon à assurer l'accès à une formation administrative. La programmation établie dans le cadre de cette entente a été conçue pour permettre aux résidants de tirer parti des possibilités en matière d'emploi et de commerce résultant de l'activité de développement économique en général et des grands projets de mise en valeur des ressources non renouvelables en particulier.

Même si l'orientation de cette programmation est nouvelle, elle est étroitement alignée sur les programmes courants financés conjointement par le gouvernement fédéral et par le Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le calendrier de développement et les besoins d'approvisionnement soient structurés de façon à permettre aux commerçants du Nord de prendre part au développement de la région de la mer de Beaufort et de profiter de ses retombées économiques.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le MAINC et les gouvernements territoriaux ont comme objectif permanent de maximiser la participation des entreprises du Nord aux projets de développement. Un mécanisme contribuant à la réalisation de cet objectif consiste à structurer les contrats d'acquisition de marchandises et de services par l'entrepreneur, de façon à faciliter la participation des entreprises du Nord. Il s'agit là d'une exigence fondamentale de tous les programmes de retombées pour le Canada négociés.

Les autres mécanismes permettant de maximiser la participation des entreprises du Nord comprennent notamment : la tenue de colloques commerciaux dans le Nord pour expliquer les mécanismes d'appel d'offres et les besoins sur le plan de l'approvisionnement; l'organisation de réunions d'information à l'intention des entreprises dont les offres n'ont pas été retenues; l'utilisation des organes de diffusion du Nord pour en publiciser les appels d'offres; les entreprises en coparticipation(nord/sud et autochtones/non-autochtones); et, enfin, la mise sur pied de registraires locaux des entreprises.

Dans le cadre de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada, le MAINC a travaillé, par l'entremise de l'APGTC à consolider et à étendre son programme de retombées économiques et sociales pour le Nord. Récemment, le MAINC et les gouvernements territoriaux ont entrepris de discuter de l'établissement de Comités des retombées septentrionales, à l'échelle régionale, pour identifier globalement les préoccupations régionales relatives au programme de retombées pour le Canada. Les préoccupation qui seront examinées comprennent la mise en application, au niveau opérationnel, des politiques et des programmes de l'industrie dans les domaines aussi variés que la consultation, le recrutement, la formation et les possibilités commerciales. Les comités rempliront également des fonctions de surveillance, de façon à permettre une évaluation globale. Ils réuniront l'expertise régionale afin d'élaborer les recommandations régionales concernant les questions reliées aux retombées septentrionales reliées aux programmes

de retombées pour le Canada négociés par l'APGTC, dans le cadre du processus de délivrance des licences pétrolières et gazières. Le Comité des retombées septentrionales fournira également un point de contact local pour l'industrie pétrolière et gazière, les organisations autochtones, les entreprises et les résidants du Nord, relativement aux questions concernant la partie propre aux retombées septentrionales du programme de retombées pour le Canada.

Les ententes de développement économique conclues avec les gouvernements territoriaux visent principalement à améliorer la capacité des résidants du Nord à tirer parti des emplois créés par les grands projets de mise en valeur des ressources et à étendre et à diversifier l'assise commerciale de la région. Dans le cadre de l'Entente Canada/T.N.-O. sur le développement économique, 21 millions de dollars ont été affectés à la programation afin d'améliorer la capacité des entreprises et des résidants du Nord à participer aux projets de mise en valeur des ressources septentrionales. Citons à titre d'exemple l'Entente auxiliaire sur le développement du marché intérieur, qui vise à tirer parti des possibilités commerciales qui seraient perdues faute de capital.

Au moment d'approuver les projets financés dans le cadre des EDE, on s'intéressera à la contribution possible des projets à la viabilité à plus long terme du secteur commercial septentrional. Une programmation semblable sera prévue dans l'Entente Canada/Yukon sur le développement économique, actuellement envisagée.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Qu'une part définie des revenus provenant de la mise en valeur du pétrole soit versée dans un fonds du patrimoine qui servirait de coussin économique et de fonds d'investissement destiné à promouvoir la diversification de la base économique du Nord.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Jusqu'à ce que la production sur une grande échelle soit entreprise et que des revenus substantiels soient disponibles, la création d'un fonds du patrimoine est prématurée et accaparerait des revenus qui sont affectés à une vaste gamme de programmes sociaux non soutenus par l'assiette fiscale actuelle. Le gouvernement voudra néanmoins évaluer attentivement l'Entente Canada/Nouvelle-Ecosse et le Fonds du patrimoine de l'Alberta pour en déterminer les possibilités d'application éventuelles.

Le gouvernement reconnaît, avec le Comité, l'importance de promouvoir une plus grande diversification de l'assise économique du Nord. En fait, un des buts principaux visés par les Ententes de développement économique conclues avec les gouvernements territoriaux, vise l'amélioration des capacités des résidants du Nord à tirer parti des emplois créés par les grands projets de développement des ressources, l'amélioration de leurs capacités commerciales et l'intensification du rôle joué par les ressources renouvelables dans l'économie. L'EDE Canada/T.N.-O., paraphée en décembre 1982, fournira 21 millions de dollars supplémentaires affectés à des programmes dans les secteurs des ressources humaines, des ressources naturelles, de la petite entreprise et du tourisme. Des discussions se poursuivent actuellement relativement à un accord Canada/Yukon visant à soutenir la diversification de l'économie et à accroître la participation des résidants du Nord, notamment des Autochtones, à l'activité économique. Des initiatives seront prises dans les domaines de la planification économique, du tourisme, de l'amélioration des compétences et de la formation et de la mise en valeur des ressources renouvelables et minérales.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le gouvernement fédéral finance un plus grand nombre de programmes sociaux visant à developper l'infrastructure du Nord et à empêcher une détérioration éventuelle du milieu humain.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement fédéral s'est engagé à faire en sorte que toutes les infrastructures et les services de soutien soient en place, au niveau et au moment appropriés à l'échelle du développement, de façon à neutraliser les incidences adverses possibles des grands projets de développement.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources ont fait un pas important en 1981 pour coordonner toutes les fonctions de gestion du pétrole et du gaz des deux ministères. Les fonctions des deux ministères ont été réunies au sein d'un organisme unique, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC), qui répond aux deux ministres, selon leurs champs de compétence respectifs. L'APGTC administre la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada ainsi que la Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz ainsi que les nombreux règlements adoptés en vertu de ces lois.

Norman Wells est un bon exemple des engagements pris par le gouvernement pour alléger les coûts sociaux du développement. Un ensemble complet de programmes, d'un coût total supérieur à 20 millions de dollars, pour toute la durée des étapes de la planification et de la construction, comprendra notamment une formation en cours d'emploi et en institution, des services accrus au niveau local pour faire face aux perturbations et aux changements possibles, ainsi que l'octroi de fonds au Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest pour lui permettre de financer des services publics supplémentaires. Les Dénés et les Métis ont déjà reçu, au total, 2,2 millions de dollars pour la période de 1981-1982 à 1983-1984, pour réaliser des programmes de développement communautaire et social. Une somme supplémentaire de 1,05 million de dollars a également été fournie, pour permettre l'élaboration de programmes consultatifs axés sur la collectivité et conçus de façon à aider les résidants locaux à tirer parti des possibilités commerciales offertes par le projet, et à élaborer des programmes de surveillance qui seront appliqués durant la période de construction.

On a entrepris une revue des programmes fédéraux et territoriaux entrepris dans la région de Beaufort, afin de s'assurer qu'ils sont adéquats pour faire face aux incidences adverses des projets de développement. De la même façon, suite à la décision du Cabinet de novembre 1982 concernant l'évolution constitutionnelle du Nord, des propositions sont en voie d'élaboration afin de fournir des revenus discrétionnaires croissants aux gouvernements territoriaux pour payer les coûts générés par le développement des ressources. Enfin, conformément à la stratégie fédérale de mise en valeur des gisements d'hydrocarbures, des crédits sont versés à la réalisation de travaux de recherche et de planification accélérés par les gouvernements territoriaux, afin que ces gouvernements et les collectivités locales soient prêts à l'exploitation des hydrocarbures de façon à maximiser les retombées au niveau local et atténuer les incidences négatives.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Qu'une fois fixé le cadre de la politique, on étudie l'appareil réglementaire et les règlements des organismes compétents, en vue d'établir s'ils permettent d'atteindre les objectifs pour lesquels ils ont été conçus et qu'on supprime tout double emploi évident.

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement reconnaît, avec le Comité du Sénat, que le grand nombre de ministères et d'organismes intéressés à la réglementation des grands projets présente des difficultés formidables pour tous les promoteurs. On ne peut contester la nécessité de bien définir les exigences d'ordre réglementaire pour que le gouvernement puisse créer un climat propice à l'industrie où l'incertitude causée par les chevauchements ou les conflits de règlements soit réduite au minimum. Un certain nombre d'initiatives ont été prises ou sont en voie de l'être pour assurer une meilleure gestion des grands projets.

Une Division du développement des projets a été créée au sein du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien pour coordonner et faciliter le développement des grands projets, notamment le transport des hydrocarbures. L'une des principales responsabilités de cette division est d'aider les promoteurs à respecter les exigences réglementaires en supprimant les obstacles inutiles. La division est également chargée d'élaborer un mécanisme de réglementation et d'évaluation des grands projets qui permettra de coordonner les nombreux ministères et organismes des deux niveaux de gouvernement, dans le cadre d'un plan d'action accepté, afin de faciliter l'examen et la réalisation des projets.

Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien a également entrepris une étude importante sur les processus de réglementation et leur efficacité dans le Nord. L'objectif de la revue de la réglementation applicable au Nord est d'identifier les lacunes, les chevauchements et les goulots d'étranglement en vue d'uniformiser et, peut-être, de simplifier les processus gouvernementaux qui influencent le développement économique et la gestion efficace de l'environnement et des ressources du Nord. La revue comprend notamment une évaluation complète du concept d'autorisation du principe du projet et du concept du guichet unique. Le projet est dirigé par un haut fonctionnaire du Programme des Affaires du Nord et on prévoit que l'analyse et la préparation des recommandations pourraient bien demander jusqu'à dix-huit mois.

La Garde côtière canadienne et l'APGTC collaborent étroitement pour améliorer les processus de réglementation et les règlements applicables aux forages en mer, en éliminant les lacunes et les chevauchements. Une consultation utile avec l'industrie a été réalisée grâce à l'étude des aspects réglementaires de la sécurité maritime, effectuée par l'Association pétrolière. De plus, la Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques est actuellement étudiée par les ministères responsables (TC, ÉMR et MAINC) en vue de recommander les améliorations qui s'imposent.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources dans le Nord soit chargé de favoriser la discussion interministérielle des politiques de développement du Nord, à l'exclusion des questions se rapportant à la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada. À la lumière de ces discussions, il devrait présenter aux ministres compétents des recommandations de politique pour qu'ils y donnent suite.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le Comité supérieur des politiques fournit un forum pour "discuter les problèmes" relatifs à une vaste gamme de questions reliées aux projets de développement des ressources du Nord. Avec l'accroissement des activités d'exploration et de développement, le Comité supérieur des politiques a bien entendu joué un rôle plus actif pour s'assurer que les discussions et les délibérations interministérielles nécessaires se fassent et pour s'assurer que les politiques et les programmes gouvernementaux soient harmonisés. Le Comité supérieur des politiques a en fait permis de coordonner le travail et d'obtenir un consensus quant à la réponse fédérale à donner au Comité du Sénat.

RECOMANDATION DU COMITÉ

Qu'une question ne fasse l'objet d'un examen que si elle n'a pas déjà été analysée par un autre organisme, ou si des considérations d'intérêt public le justifient. Il faudrait aussi encourager les parties à utiliser l'information existante.

RÉPONSE FÉDÉRALE

Le gouvernement encourage l'utilisation de l'information existante dans les processus d'évaluation des grands projets de développement des ressources. Le processus de réglementation et d'évaluation des grands projets, en voie d'établissement, constitue un exemple des efforts faits par le gouvernement pour mieux gérer les grands projets. Ce processus devrait permettre de supprimer les obstacles inutiles à l'évaluation de grands projets spécifiques de développement des ressources ou à leur réalisation, lorsque ces projets sont autorisés. Celui-ci prévoit un examen approfondi du mécanisme de réglementation et du processus d'examen, qui seront appliqués à chaque proposition spécifique, de façon à minimiser, le plus possible, les chevauchements et les doubles emplois. Ceci suppose également la gestion et la coordination du processus par les représentants du MAINC pour s'assurer que les nombreux ministères et organismes des deux niveaux de gouvernement, qui participent habituellement au développement des projets, travaillent dans le cadre d'un plan d'action convenu qui facilitera l'examen et, au besoin, la réalisation d'un projet. En même temps, celui-ci assurera la réalisation d'un équilibre approprié au niveau des objectifs d'ordre technique, financier, environnemental et socio-économique que le gouvernement cherche à réaliser, par sa politique de développement du Nord.

Le MAINC entreprend également une revue générale des processus de règlementation et d'évaluation applicables au Nord, afin d'identifier les lacunes, les chevauchements et les goulots d'étranglement en vue d'harmoniser et, peut-être, de simplifier les processus de prise de décision gouvernementale relatifs à tous les projets de développement industriel dans le Nord. Le groupe de la Revue de la réglementation applicable au Nord collabore étroitement avec le Bureau de la réforme de la réglementation du Conseil du Trésor. Il travaille également avec d'autres secteurs du ministère, avec d'autres ministères, avec les gouvernements territoriaux, avec l'industrie et avec d'autres parties intéressées.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que les études requises soient effectuées dans des délais fixés d'avance que devront respecter les promoteurs et le gouvernement.

---

RÉPONSE FÉDÉRALE

Même si l'équité propre aux procédures exige une réponse réglementaire pertinente dans des délais relativement prévisibles, il est difficille, sinon impossible, d'envisager l'application générale de délais à des catégories de projets ou à des processus d'examen en raison de l'envergure et de la complexité des projets de gestion. Cette question fait toutefois l'objet de discussions dans le cadre de la Revue de la réglementation, en cours au MAINC.

En établissant le processus de réglementation à suivre pour un projet donné, le MAINC, grâce au mécanisme de réglementation et d'évaluation des grands projets, présentement en voie d'élaboration, déterminera l'échéancier critique et les mesures requises pour que l'intérêt du public soit bien servi et pour minimiser les coûts tant pour les promoteurs que pour le gouvernement. Le MAINC tentera d'établir un consensus entre les parties intéressées quant à l'adoption d'un calendrier approprié pour l'examen du projet et les décisions pertinentes, et il coordonnera le mieux possible les activités d'évaluation, pour assurer le respect de ce calendrier. Ces efforts devraient permettre au gouvernement de mieux tenir compte de la nature et du calendrier des propositions.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que, dans le cadre d'un projet pilote, et pour chacun des grands projets énergétiques, on nomme un coordonnateur fédéral qui relèverait du ministre compétent. Après une période d'essai, il faudrait réexaminer cette solution et décider de sa pertinence.

---

RÉPONSE FÉDERALE

Le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien est le ministre chargé par le Cabinet de coordonner toutes les politiques et tous les programmes du gouvernement fédéral au nord du 60e parallèle. Ceci comprend les politiques, les plans et les règlements visant à protéger l'environnement des Territoires et les régions maritimes adjacentes, les politiques relatives aux incidences du développement sur la vie économique et sociale du Nord et les intérêts fonciers reliés aux ressources non renouvelables, y compris le pétrole et le gaz.

Une Division du développement des projets a été constituée au sein du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien pour coordonner et faciliter le développement des grands projets, y compris le transport des hydrocarbures. Une des responsabilités premières de cette division est d'aider les promoteurs à respecter les exigences réglementaires tout en supprimant les obstacles inutiles. La Division est également chargée d'élaborer un mécanisme de réglementation et d'évaluation des grands projets qui permettra de coordonner les activités des nombreux ministères et organismes des deux niveaux de gouvernement, dans le cadre d'un plan d'action convenu, de façon à faciliter l'étude et la réalisation des projets.

Un coordonnateur fédéral a été affecté au projet de pipe-line et d'expansion des installations du champ pétrolifère de Norman Wells, entrepris au coût de 1,1 milliard de dollars. La démarche "à guichet unique" adoptée par le gouvernement pour assurer la gestion du projet de Norman Wells fait l'objet d'une surveillance et d'une évaluation attentives pour en déterminer l'efficacité et les possibilités d'application aux grands projets éventuels de développement des ressources. Nous avons et le temps et la détermination nécessaires pour mettre cette expérience à profit et nous préparer en vue des projets plus grands et plus difficiles, qui s'annoncent notamment l'exploitation des gisements d'hydrocarbures de la mer de Beaufort.

Les gouvernements fédéral et territoriaux ainsi que l'industrie ont récemment convenu de nouvelles démarches pour améliorer la coordination et la participation des collectivités à la solution des problèmes rencontrés dans la région de la mer de Beaufort. La Société

de la zone touchée par le développement de la région du delta du Mackenzie et de Beaufort a été reconnue comme principal point de contact entre les gouvernements et les collectivités du delta de Mackenzie et de la côte de Beaufort. La Société conseillera directement le ministre du MAINC et le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources du GTNO, selon leurs secteurs de compétence respectifs. La Société servira de forum pour aborder les problèmes régionaux et de moyen pour coordonner le soutien gouvernemental accordé aux initiatives régionales.

Un Bureau de coordination de la région du delta de Mackenzie et de la mer de Beaufort a également été établi à Inuvik pour permettre de centraliser les réponses gouvernementales aux préoccupations exprimées au niveau local et régional. Le Bureau est dirigé par un coordonnateur/facilitateur spécial qui assurera la liaison avec les deux niveaux de gouvernement, avec l'industrie, avec la Société et avec les autres groupes touchés.

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le Cabinet donne son approbation conditionnelle aux grands projets énergétiques, dès lors qu'on aura précisé la nature des informations requises.

---

Sans négliger les arguments avancés par l'industrie voulant qu'elle doit aborder le coût que représente l'exécution d'une importante masse de travail technique avant de savoir si l'investissement envisagé correspond aux priorités du gouvernement fédéral, le gouvernement peut toutefois difficilement faire une évaluation équilibrée pour déterminer si un grand projet coincide avec l'intérêt national, sans un examen relativement extensif de ses incidences d'ordre économique, social et environnemental. On pourrait en fait soutenir que les délais reliés au Projet pilote de l'Arctique (PPA) et à la mer de Beaufort, ont profité à l'industrie puisqu'on s'est assuré que des projets inacceptables sur les plans environnemental et social ne soient pas entrepris, ce qui s'est traduit, du moins dans un cas (celui de Norman Wells), par une réduction des coûts de développement et d'exploitation. On pourrait également faire valoir que le processus d'examen des projets, applicable à la mer de Beaufort, a été entrepris bien avant toute date de démarrage possible pour le projet et que les coûts associés à ce processus ne représentent qu'une faible partie du coût total du projet, et qu'il s'agit hors de tout doute d'un coût minime si jamais le projet s'avérait non viable dans une perspective technique ou économique, ou encore, inacceptable pour le public canadien. En outre, l'introduction de décisions conditionnelles ou d'autorisations de principe pourrait être à l'origine de situations difficiles, si jamais des incidences environnementales ou socio-économiques inacceptables étaient révélées, une fois ce genre de décision prise.

Nonobstant ce qui précède, le gouvernement reconnaît que les "autorisations de principe" pourraient réduire les coûts des promoteurs et de l'administration gouvernementale, et nous approfondirons ce concept pour trouver des variations ou des modifications susceptibles d'être appliquées, dans le cadre de la Revue de la réglementation du Nord, actuellement en cours au MAINC.

---

RECOMMANDATION DU COMITÉ

Que le Cabinet donne son approbation conditionnelle aux grands projets énergétiques, dès lors qu'on aura précisé la nature des informations requises.

Canada Post Postage paid
Postes Canada Port payé
Book rate
Tarif des livres
K1A 0S9
OTTAWA

*If undelivered, return COVER ONLY to:*
Canadian Government Publishing Centre,
Supply and Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

*En cas de non-livraison,*
*retourner cette COUVERTURE SEULEMENT à:*
Centre d'édition du gouvernement du Canada,
Approvisionnements et Services Canada,
Ottawa, Canada, K1A 0S9

## WITNESSES—TÉMOINS

*From the National Energy Board:*

Mr. C. G. Edge, Chairman;
Mr. J. Farmer, Associate Vice-Chairman;
Mr. R. St. G. Stephens, Executive Director;
Mr. K. W. Vollman, Director Gen, Energy Studies;
Mr. G. Yorke Slader, Secretary of the Board;
Mr. T. S. Shwed, Director, Pipelines Branch;
Mr. B. Macdonald, Special Advisor, Communications;
Mr. N. J. Schultz, Counsel.

*From the Department of Indian Affairs and Northern Development:*

Mr. N. Faulkner, Assistant Deputy Minister, Northern Affairs Program;
Mr. M. E. Taschereau, Administrator, Canada Oil and Gas Lands Administration;
Mr. J. Hucker, Director Gen, Northern Policy and Co-ordination Branch;
Mr. D. Watson, Director Gen, Northern Regulatory Review Group;
Mr. T. Langtry, Acting Director, Northern Environmental Protection Directorate;
Mr. P. Sullivan, Assistant Director, Northern Oil and Gas Policy;
Ms. J. Falls, Policy Analyst, Policy Development Division.

*De l'Office national de l'énergie:*

M. C. G. Edge, président;
M. J. Farmer, vice-président associé;
Mr. R. St. G. Stephens, directeur exécutif;
M. K. W. Vollman, directeur général, Études de l'énergie;
M. G. Yorke Slader, secrétaire de l'Office;
M. T. S. Shwed, directeur, Direction des pipe-lines;
M. B. Macdonald, conseiller expert en communications;
M. N. J. Schultz, conseiller.

*Du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien:*

M. N. Faulkner, sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord;
M. M. E. Taschereau, administrateur, Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada;
M. J. Hucker, directeur général, Direction générale de la politique et de la coordination du Nord;
M. D. Watson, directeur général, Groupe d'examen de la réglementation applicable au Nord;
M. T. Langtry, directeur intérimaire, Direction de la protection de l'environnement du Nord;
M. P. Sullivan, directeur adjoint, Politique du pétrole et du gaz du Nord;
M^me^ J. Falls, analyste de la politique, Division de l'élaboration de la politique.

**Available from the Canadian Government Publishing Centre, Supply and Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**

**En vente: Centre d'édition du gouvernement du Canada, Approvisionnements et Services Canada, Ottawa, Canada K1A 0S9**