

THE LIBRARY OF PARLIAMENT

CANADA. PARLIAMENT. SENATE.
SPECIAL COMMITTEE ON THE NORTHERN
PIPELINE.

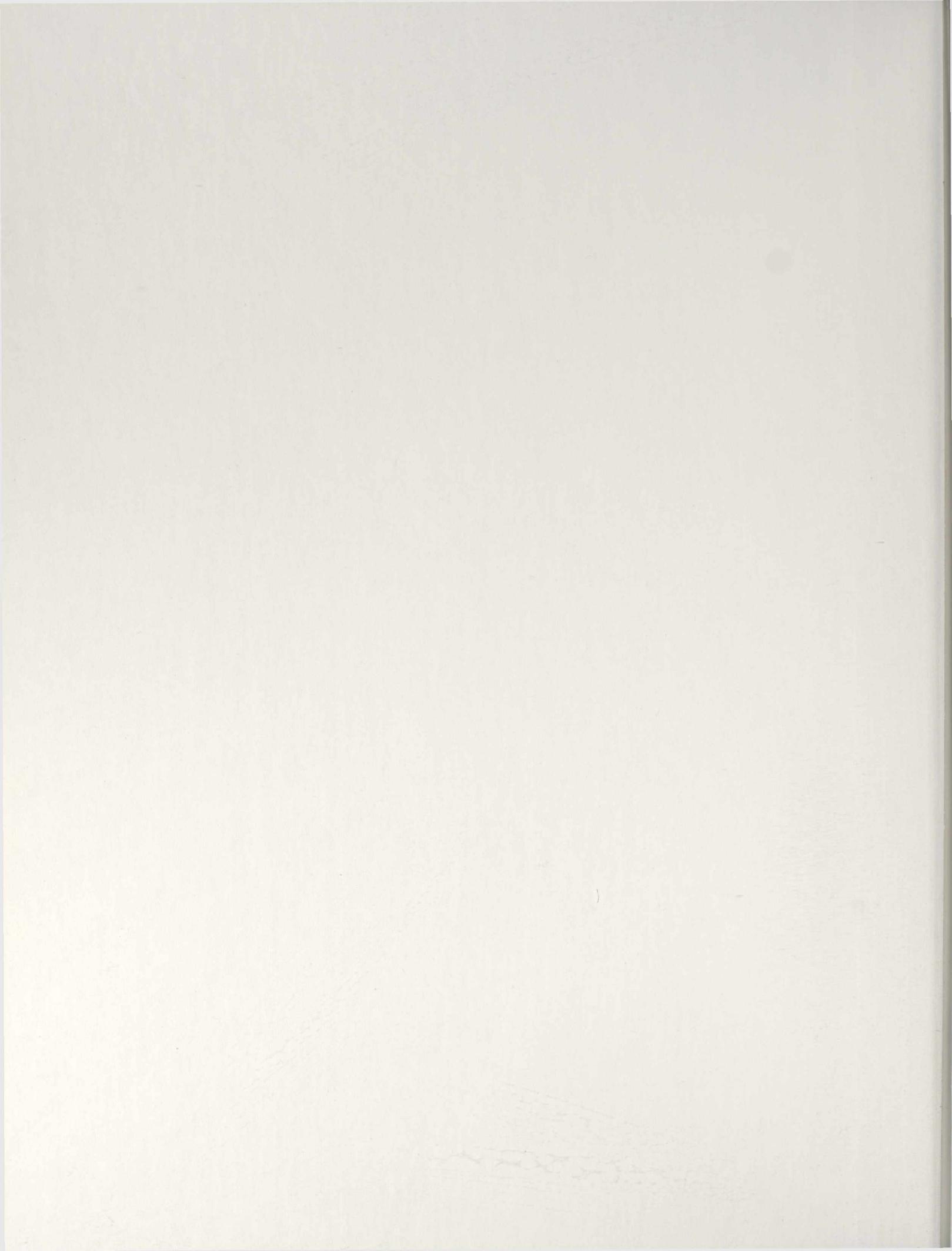
Enhanced oil recovery in Canada :
report.

CANADA. PARLEMENT. SENAT. COMITE
SPECIAL SUR LE PIPE-LINE DU NORD.

La récupération améliorée du
pétrole au Canada : rapport.

BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT

J
103
H7
1980/83
G32
A122







LA RÉCUPÉRATION AMÉLIORÉE DU PÉTROLE AU CANADA

R A P P O R T

Le Comité Spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord

L'honorable Earl A. Hastings, Président

Mars, 1981



LA RÉCUPÉRATION AMÉLIORÉE DU PÉTROLE AU CANADA

RAPPORT

Le Comité Spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord

L'honorable Earl A. Hastings, Président

Mars, 1981

RAPPORT DU COMITE SPECIAL DU SENAT

SUR

LE PIPE-LINE DU NORD

LA RECUPERATION AMELIOREE AU CANADA

L'honorable Earl A. Hastings, président

L'honorable Paul Lucier, vice-président

TABLE DES MATIERES

<u>Sénateurs</u>	<u>Filées</u>	<u>Téléphone</u>	<u>Page</u>
			RESUME ET RECOMMANDATIONS 2-2353
			INTRODUCTION 1
BALFOUR		3-2864	LES POSSIBILITES DE LA RECUPERATION AMELIOREE AU CANADA 1
		3-2327	1. Projections 1
ROD		3-2864	2. Récupération améliorée: contraintes 6
COY		3-2327	(1) Obstacles techniques 6
HAST		3-2864	(2) Risques économiques 7
HAYS		3-2327	(3) Autres obstacles à l'expansion des projets de récupération améliorée 9
LANGLOIS		3-2864	CONCLUSIONS 10
		3-2327	1. Le climat des affaires 10
		3-2864	2. Le rôle des stimulants 12
		3-2327	AVANTAGES RETIRES PAR LE CANADA 14
		3-2864	ANNEXE A: TEMOINS AYANT COMPARU DEVANT LE COMITE ET LE SOUS-COMITE 3-1428
		3-2327	ANNEXE B: DEFINITIONS 3-3511
TREBLAY		3-2864	ANNEXE C: METHODES DE RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE 3-3723
		3-2327	ANNEXE D: RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE AU CANADA: D'HIER A AUJOURD'HUI 3-2288
			ANNEXE E: MESURES FISCALES FEDERALES ET PROVINCIALES CONCERNANT LA RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE

21 membres (Quorum 5)

Le 18 mars 1961

TABLE DES MATIERES

Page

RESUME ET RECOMMANDATIONS

I INTRODUCTION

I LES POSSIBILITES DE LA RECUPERATION AMELIOREE AU CANADA

I 1. Projections

6 2. Récupération améliorée: contraintes

6 (1) Obstacles techniques

7 (2) Risques économiques

7 (3) Autres obstacles à l'expansion des projets

9 de récupération améliorée

10 CONCLUSIONS

10 1. Le climat des affaires

12 2. La rôle des stimulateurs

14 AVANTAGES RETIRES PAR LE CANADA

ANNEXE A: TEMOINS AYANT COMPARE DEVANT LE COMITE ET LE SOUS-COMITE

ANNEXE B: DEFINITIONS

ANNEXE C: METHODES DE RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE

ANNEXE D: RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE AU CANADA: D'HIER A AUJOURD'HUI

ANNEXE E: MESURES FISCALES FEDERALES ET PROVINCIALES CONCERNANT LA RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE

COMITE SPECIAL DU SENAT SUR LE PIPE-LINE DU NORD

L'honorable Earl A. Hastings, président

L'honorable Paul Lucier, vice-président

<u>Sénateurs</u>	<u>Pièce</u>	<u>Téléphone</u>
ADAMS	577-S	2-2753
AUSTIN	668-S	2-1437
** BALFOUR	202 EB	5-2864
BIELISH	267-E	5-1737
COTTREAU	473-S	2-6221
DOODY	307 VB	5-1144
GUAY	271 EB	6-4502
** HASTINGS	225 EB	2-9942
HAYS	265 EB	2-9986
LANGLOIS	259-S	5-8407
** LUCIER	557-S	2-2568
MOLGAT	254-N	5-0467
NURGITZ	306 VB	5-1001
PERRAULT	271-S	2-2682
RILEY	483-S	6-9746
ROWE	475-S	2-2407
SHERWOOD	587-S	6-1428
THERIAULT	275 EB	5-3511
TREMBLAY	907 VB	5-5268
WILLIAMS	561-S	2-3725
YUZYK	210 EB	2-9288

** Membres du Comité d'organisation

21 membres (Quorum 5)

Le 18 mars 1981

L'honorable Earl A. Hastings, président
 L'honorable Paul Lucier, vice-président

<u>Sénateurs</u>	<u>Pièces</u>	<u>Téléphone</u>
ADAMS	277-S	2-2723
AUSTIN	668-S	2-1437
** BALFOUR	202 EB	2-2864
BILLISH	267-F	2-1777
COTTRAC	473-S	2-6221
DOODY	202 VB	2-1144
CUAY	271 EB	6-4202
** HASTINGS	222 EB	2-9942
HAYS	262 EB	2-9986
LANGLOIS	229-S	2-8407
** LUCIER	227-S	2-2268
MOGAT	224-N	2-0467
MURKIN	306 VB	2-1001
PERRAULT	271-S	2-2682
RILEY	483-S	6-9746
ROWE	472-S	2-2407
SHERWOOD	287-S	6-1428
THELALPT	272 EB	2-2211
TREMLAY	907 VB	2-2268
WILLIAMS	261-S	2-3722
YUZYK	210 EB	2-9288

** Membres du Comité d'organisation

21 membres (Quorum 5)

le 18 mars 1981

RAPPORT DU COMITE SPECIAL DU SENAT SUR

LE PIPE-LINE DU NORD

LA RECUPERATION AMELIOREE AU CANADA

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord a l'honneur de présenter son troisième rapport.

Le Comité a été autorisé par le Sénat, comme en fait foi le *compte rendu des délibérations du Sénat* du 10 juillet 1980 "à étudier les techniques de récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet."

Conformément à son ordre de renvoi, le Comité a étudié les techniques de récupération améliorée du pétrole et présente le présent rapport sur les possibilités qu'offrent ces techniques d'augmenter les réserves canadiennes de pétrole.

Au cours de son mandat, le Comité a tenu sept séances publiques à Ottawa. L'annexe A énumère les témoins. En outre, un sous-comité s'est rendu en Alberta pour inspecter les projets et les usines de traitement du pétrole lourd à Lloydminster et rencontrer des représentants de l'industrie à Calgary.

Lors de ces rencontres avec les représentants du gouvernement, de l'industrie et des associations, le Comité a tenté de bien saisir les problèmes portant sur la récupération améliorée. Le Comité remercie les témoins qui ont su présenter leurs témoignages et les renseignements de façon claire et directe, ce qui a facilité la formulation des recommandations visant à rentabiliser l'exploitation des réserves canadiennes de pétrole.

Le Comité remercie de leur collaboration, les personnes qui ont participé à ses réunions à Ottawa et en Alberta ainsi que toutes celles qui lui ont communiqué des informations.

LA RÉCUPÉRATION AMÉLIORÉE AU CANADA

Le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord a l'honneur de présenter son troisième rapport.

Le Comité a été autorisé par le Sénat, comme on l'a fait lors de son compte rendu des délibérations du Sénat du 10 juillet 1980 "à étudier les techniques de récupération améliorée du pétrole et du gaz naturel et les sujets connexes et à faire rapport à ce sujet."

Conformément à son ordre de renvoi, le Comité a étudié les techniques de récupération améliorée du pétrole et présente le présent rapport sur les possibilités qu'offrent ces techniques d'augmenter les réserves canadiennes de pétrole.

Au cours de son mandat, le Comité a tenu sept séances publiques à Ottawa. L'annexe A énumère les témoins. En outre, un sous-comité a été tenu en Alberta pour inspecter les projets et les usines de traitement du pétrole lourde à Lloydminster et rencontrer des représentants de l'industrie à Calgary.

Lors de ces rencontres avec les représentants du gouvernement, de l'industrie et des associations, le Comité a tenté de bien saisir les problèmes portant sur la récupération améliorée. Le Comité remercie les témoins qui ont su présenter leurs témoignages et les renseignements de façon claire et directe, ce qui a facilité la formulation des recommandations visant à rentabiliser l'exploitation des réserves canadiennes de pétrole.

Le Comité remercie de leur collaboration, les personnes qui ont participé à ses réunions à Ottawa et en Alberta ainsi que toutes celles qui ont contribué à ses travaux.

Nous sommes particulièrement redevables à Mme Sonya Dakers de la Bibliothèque du Parlement pour sa contribution à notre recherche et à la rédaction de ce rapport. M. John Dawson du Canadian Energy Research Institute a prêté son concours en matière technique. Nos remerciements sincères vont aussi à Mme Aline Pritchard, greffier du Comité et à Daniel Amireault, adjoint administratif.

Ces nouvelles méthodes, appelées méthodes de récupération améliorée ou récupération tertiaire, permettent d'augmenter et de prolonger la production des gisements dont le rendement ne cesse de baisser, tendance qui s'accroîtra fortement s'il faut faire appel aux méthodes classiques de récupération primaire et secondaire.

Nul ne peut faire fi des possibilités qu'offre la récupération améliorée, car le pétrole ainsi extrait augmenterait de plus de 50% les réserves actuelles du Canada, évaluées à six milliards de barils (un milliard de mètres cubes).

Il est important de faire vite. Il est essentiel que le Canada ait recours à ces méthodes d'ici quelques années pour maximiser les avantages qu'elles représentent.

Les méthodes de récupération tertiaire ou améliorée :

- * prolongent la productivité classique et la durée utile des gisements existants
- * augmentent d'environ les réserves de pétrole du Canada jusqu'à ce que la moitié des réserves primaires soit épuisée.

Nous sommes particulièrement redevables à Mrs Sonya Bakke
 de la Bibliothèque du Parlement pour sa contribution à notre recherche et à
 la rédaction de ce rapport. M. John Dawson du Canadian Energy Research
 Institute a prêté son concours en matière technique. Nos remerciements
 s'étendent aussi à Mme Aline Pritchard, greffier du Comité et à Daniel
 Antreault, adjoint administratif.

RESUME ET RECOMMANDATIONS

Si des stimulants économiques opportuns étaient offerts, il serait possible de récupérer à tout le moins quatre milliards de barils (636 millions de mètres cubes) de pétrole du bassin de sédimentation de l'Ouest du Canada.

Les nouvelles méthodes de récupération permettent en effet d'extraire le pétrole dont l'exploitation serait chose impossible si les méthodes classiques devaient être appliquées.

Ces nouvelles méthodes, appelées *méthodes de récupération améliorée ou récupération tertiaire*, permettent d'augmenter et de prolonger la production des gisements dont le rendement ne cesse de baisser, tendance qui s'accroîtra fortement s'il faut faire appel aux méthodes classiques de récupération primaire et secondaire.

Nul ne peut faire fi des possibilités qu'offre la récupération améliorée, car le pétrole ainsi extrait augmenterait de plus de 50% les réserves actuelles du Canada, établies à six milliards de barils (un milliard de mètres cubes).

Il est important de faire vite. Il est essentiel que le Canada ait recours à ces méthodes d'ici quelques années pour maximiser les avantages qu'elles représentent.

Les méthodes de récupération tertiaire ou améliorée:

- prolongent la productivité classique et la durée utile des gisements existants
- permettront d'éviter les pénuries de pétrole au Canada jusqu'à ce que le pétrole des régions pionnières soit récupéré,

Si des stimulants économiques adéquats étaient offerts, il serait possible de récupérer à tout le moins quatre milliards de barils (500 millions de mètres cubes) de pétrole du bassin de sédimentation de l'Ouest du Canada.

Les nouvelles méthodes de récupération permettent en effet d'extraire le pétrole dont l'exploitation serait chose impossible si les méthodes classiques devaient être appliquées.

Ces nouvelles méthodes, appelées méthodes de récupération améliorée ou récupération tertiaire, permettent d'augmenter et de prolonger la production des gisements dont le rendement ne cesse de baisser, tandis que s'accroissent fortement s'il faut faire appel aux méthodes classiques de récupération primaire et secondaire.

Mais on peut faire (à des possibilités qu'offre la récupération améliorée, car le pétrole ainsi extrait augmenterait de plus de 50% les réserves actuelles du Canada, évaluées à six milliards de barils (un milliard de mètres cubes).

Il est important de faire vite. Il est essentiel que le Canada ait recours à ces méthodes d'ici quelques années pour maximiser les avantages qu'elles représentent.

Les méthodes de récupération tertiaire ou améliorée:

- prolongent la production classique et la durée utile des gisements existants
- permettent d'extraire les quantités de pétrole au Canada jusqu'à ce que le pétrole des régions péniennes soit récupéré.

- *contribuent à l'avancement de la technologie au Canada et offrent des avantages directs et indirects.*

Le Comité reconnaît qu'un objectif avoué du programme énergétique national (P.E.N.) présenté en octobre 1980, consiste à tendre vers la sécurité des approvisionnements et l'indépendance énergétique; à cette fin, le prix de référence du pétrole extrait par les méthodes de récupération améliorée a été fixé à \$30 le baril.

Nous accueillons favorablement cette mesure qui reconnaît le rôle que peut jouer la récupération améliorée dans la réalisation des objectifs du P.E.N. D'après les témoignages présentés au Comité, nous doutons cependant que le prix de référence fixé, ajouté à d'autres aspects du P.E.N. incitera à accroître le recours aux méthodes de récupération améliorée.

La mise en oeuvre de ces méthodes constitue une entreprise très risquée qui, pour être rentable, nécessite un climat commercial favorable et doit assurer des recettes suffisantes aux producteurs. Or, l'impasse actuelle entre le gouvernement fédéral et les provinces sur la question des ressources naturelles favorise le climat d'incertitude et nuit à l'expansion de la récupération améliorée.

Les témoignages présentés au Comité mènent à la conclusion que les méthodes de récupération améliorée présentent des risques comparables à ceux associés aux méthodes d'exploitation des sables bitumineux, notamment au cours des premières années, alors que les coûts sont élevés et que le succès des méthodes de récupération est incertain.

L'ensemble des témoignages laisse entendre clairement que d'autres mesures sont requises dans la conjoncture actuelle afin de favoriser l'expansion de la récupération améliorée du pétrole. Le Comité est d'avis qu'un réexamen des coûts et des facteurs économiques en jeu conduira à la même conclusion. En conséquence, le Comité recommande:

• Contribution à l'amélioration de la technologie au Canada et

offrir des avantages directs et indirects.

Le Comité reconnaît qu'un objectif avoué du programme énergétique national (P.E.N.) présenté en octobre 1980, consiste à tendre vers la sécurité des approvisionnements et l'indépendance énergétique; à cette fin, le prix de référence du pétrole extrait par les méthodes de récupération améliorée a été fixé à \$30 le baril.

Nous accueillons favorablement cette mesure qui reconnaît la règle que pour jouer la récupération améliorée dans la réalisation des objectifs du P.E.N. D'après les témoignages présentés au Comité, nous devons cependant que le prix de référence fixé, ajouté à d'autres aspects du P.E.N. incitera à accroître le recours aux méthodes de récupération améliorée.

La mise en oeuvre de ces méthodes constitue une entreprise très risquée qui, pour être rentable, nécessite un climat commercial favorable et doit assurer des recettes suffisantes aux producteurs. Or, l'impression actuelle entre le gouvernement fédéral et les provinces sur la question des ressources naturelles favorise le climat d'incertitude et nuit à l'expansion de la récupération améliorée.

Les témoignages présentés au Comité mènent à la conclusion que les méthodes de récupération améliorée présentent des risques comparables à ceux associés aux méthodes d'exploitation des sables bitumineux, notamment au cours des premières années, alors que les coûts sont élevés et que le succès des méthodes de récupération est incertain.

L'ensemble des témoignages laisse entendre clairement que d'autres mesures sont requises dans la conjoncture actuelle afin de favoriser l'expansion de la récupération améliorée du pétrole. Le Comité est d'avis qu'un examen des coûts et des facteurs économiques en jeu conduira à la même conclusion. En conséquence, le Comité recommande:

- que le prix de référence du pétrole supplémentaire provenant des projets approuvés de récupération améliorée soit égal au prix de référence du pétrole tiré des sables bitumineux, compte tenu des différences dues aux écarts de qualité.
- que le pétrole supplémentaire provenant des projets approuvés de récupération améliorée ne soit pas assujéti à la taxe prévue sur les recettes pétrolières et gazières, jusqu'à ce que les coûts d'immobilisation aient été amortis.
- que le supplément tertiaire servant à établir le prix de référence du pétrole provenant de la récupération améliorée soit versé selon une méthode qui donnera aux producteurs un rendement plus rapide du capital investi, telle la méthode proportionnelle fixe.

Le coût des produits injectés représente une part importante des frais d'exploitation des méthodes de récupération améliorée. Le Comité est favorable à la suppression de la taxe d'accise sur le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel qui sont introduits dans les gisements par les méthodes de recompression et d'injection de composés miscibles, et il recommande en outre:

- que le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel utilisés dans les projets approuvés de récupération améliorée ne soient pas assujéti à la taxe envisagée sur les recettes pétrolières et gazières.

• que le prix de référence du pétrole supplémentaire provenant des projets approuvés de récupération améliorée soit égal au prix de référence du pétrole tiré des autres bitumineux, compte tenu des différences dues aux écarts de qualité.

• que le pétrole supplémentaire provenant des projets approuvés de récupération améliorée ne soit pas assujéti à la taxe prévue aux lois relatives pétrolières et gazières, jusqu'à ce que les coûts d'immobilisation aient été amortis.

• que le supplément tarifaire servant à établir le prix de référence du pétrole provenant de la récupération améliorée soit versé selon une méthode qui donne aux producteurs un rendement plus rapide du capital investi, telle la méthode proportionnelle fixe.

Le coût des produits injectés représente une part importante des frais d'exploitation des méthodes de récupération améliorée. Le Comité est favorable à la suppression de la taxe d'accise sur le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel qui sont introduits dans les gisements par les méthodes de récupération et d'injection de composés miscibles, et il recommande en outre:

• que le gaz naturel et les liquides extraits du gaz naturel utilisés dans les projets approuvés de récupération améliorée ne soient pas assujéti à la taxe envisagée sur les accises pétrolières et gazières.

Dans le cas du pétrole très lourd, à densité inférieure à 15° ou 16° A.P.I. et dont la production primaire est secondaire est faible:

- On devrait étudier la possibilité d'appliquer le prix de référence du pétrole tertiaire à la totalité de la production.

Pour ce qui est de la production de pétrole lourd, le Comité souligne que les problèmes de commercialisation se maintiendront jusqu'à ce que des usines appropriées de traitement existent au Canada. Entretemps, afin de veiller à l'expansion des méthodes de récupération améliorée, nous proposons de conserver les marchés à l'exportation. Dans ce contexte, le Comité est d'avis qu'il serait souhaitable d'émettre trimestriellement des licences d'exportation.

En conclusion, le Comité estime que si les empêchements économiques sont levés, le Canada pourra avoir recours aux méthodes de récupération améliorée, car il dispose des ressources humaines et technologiques nécessaires.

LES POSSIBILITÉS DE LA RÉCUPÉRATION AMÉLIORÉE AU CANADA

1. Projets

En Canada, ce la totalité du pétrole découvert, compte non tenu du pétrole des sables pétrolifères et des régions pétrolières, 100 milliards de barils (1,6 milliard de mètres cubes) ont été produits et les méthodes primaires et secondaires permettent d'extraire encore six milliards de barils (1 milliard de mètres cubes). Selon le gisement, on a deux types principaux de pétrole: léger et moyen et 90% du pétrole lourd. Initialement on s'est occupé de tout ce pétrole par des méthodes classiques: à l'aide de l'exploitation de ces gisements pétroliers, les méthodes de récupération améliorée du pétrole. Au Canada, ces méthodes viennent à peine de voir le jour. Voir l'annexe V, la récupération améliorée: d'ici à aujourd'hui,

Dans le cas du pétrole très lourd, à densité inférieure à 150 ou 160 A.P.I. et dont la production primaire est secondaire est

Tableau

On devrait étudier la possibilité d'appliquer le prix de

référence du pétrole brut à la totalité de la production.

Pour ce qui est de la production de pétrole lourd, le Comité souligne que les problèmes de commercialisation se maintiendront jusqu'à ce que des usines appropriées de traitement existent au Canada. Entretiens, afin de veiller à l'expansion des méthodes de récupération améliorée, nous proposons de conserver les marchés à l'exportation. Dans ce contexte, le Comité est d'avis qu'il serait souhaitable d'émettre réglementairement des licences d'exportation.

En conclusion, le Comité estime que si les empêchements économiques sont levés, le Canada pourra avoir recours aux méthodes de récupération améliorée, car il dispose des ressources humaines et technologiques nécessaires.

INTRODUCTION

Au Canada, les gisements de pétrole léger et moyen donnent généralement un tiers de leurs réserves lorsqu'ils sont pompés par les méthodes de récupération primaire (utilisation de la pression naturelle du réservoir) ou de récupération secondaire (injection artificielle d'eau ou de gaz). La proportion de pétrole récupéré par ces méthodes classiques est inférieure à 10% dans le cas des gisements de pétrole lourd. Cependant, des techniques existantes permettent de récupérer encore 10 à 15% du pétrole restant dans les gisements. Les méthodes de récupération utilisées pour extraire ce pétrole s'appellent méthodes de récupération améliorée ou de récupération tertiaire. Voir les définitions à l'annexe B et les méthodes à l'annexe C.

Les méthodes de récupération améliorée peuvent augmenter la récupération des réserves connues de pétrole classique d'environ quatre milliards de barils (636 millions de mètres cubes) et ainsi contribuer de façon significative à l'objectif national d'autosuffisance pétrolière. La mesure dans laquelle ces techniques seront exploitées dépendra cependant de la conjoncture économique des quelques années à venir, qui constitueront la période critique pour l'exploitation de cette ressource.

LES POSSIBILITES DE LA RECUPERATION AMELIOREE AU CANADA

1. Projections

Au Canada, de la totalité du pétrole en place découvert, compte non tenu du pétrole des sables pétrolifères et des régions pionnières, neuf milliards de barils (1,4 milliard de mètres cubes) ont été produits et les méthodes primaires et secondaires permettront d'extraire encore six milliards de barils (1 milliard de mètres cubes). Selon le gisement, un à deux tiers environ du pétrole léger et moyen et 90% du pétrole lourd initialement en place ne sont pas récupérables par ces méthodes classiques. C'est à l'exploitation de ces importants gisements résiduels que sont destinées les méthodes de récupération améliorée du pétrole. Au Canada, ces méthodes viennent à peine de voir le jour. Voir l'annexe D, la récupération améliorée: d'hier à aujourd'hui.

Il ressort des témoignages présentés devant l'Office national de l'énergie (ONE), - lequel est actuellement en train de réviser ses prévisions relativement à la situation future du Canada en matière d'offre et de demande énergétiques, - que les possibilités de la récupération améliorée ont augmenté depuis l'étude faite en 1978. Cet optimisme est attribué aux améliorations dans la technologie de récupération et aux perspectives de hausse du prix du pétrole, ce qui a eu pour effet de faire augmenter le nombre de gisements de pétrole permettant la récupération améliorée. En 1978, l'ONE, se fondant sur ses analyses et sur les exposés de l'industrie, envisageait une récupération de 2,7 milliards de barils (434 millions de mètres cubes) dont 60 ou 70% proviendraient de gisements contenant du brut lourd. Dans les chiffres préliminaires mis à la disposition de l'Office pour sa présente étude, les évaluations aboutissent à des conclusions qui varient selon la façon dont les réserves ont été calculées par les diverses sociétés et selon les hypothèses concernant la date prévue pour le lancement des projets. Les échéanciers dépendent des perspectives financières de chaque projet de récupération améliorée du pétrole et de la disponibilité de l'équipement, des matériaux et de la main-d'oeuvre. Le degré d'avancement de la technologie aura également une influence. Il faut en moyenne sept ans pour mettre un projet en application à grande échelle.

LES POSSIBILITÉS DE LA RÉCUPÉRATION AMÉLIORÉE AU CANADA

Les prévisions initiales de l'ONE fournissent une gamme de réserves supplémentaires approximatives pour chaque projet important de récupération améliorée du pétrole. Etant donné qu'un grand nombre de gisements permettraient l'application de plusieurs techniques et que la rentabilité de diverses techniques peut varier considérablement au fil du temps, les gisements auxquels peuvent être appliquées des méthodes de récupération améliorée pourront être exploités selon des techniques qui changeront rapidement. Toutefois, ces changements ne devraient pas avoir de répercussions sur les possibilités globales de récupération améliorée. Les données à ce sujet sont donc plus significatives que celles ayant trait aux possibilités qu'offrent les techniques de récupération améliorée considérées séparément.

En ce qui concerne les possibilités globales de récupération améliorée, le tableau 1 indique que le chiffre prévu en 1978 pour le brut léger, soit un milliard de barils (156 millions de mètres cubes), se situe au niveau inférieur de la gamme de données mises en lumière par les études récentes de l'Office. La limite supérieure de 2,6 milliards de barils (410 millions de mètres cubes) est notablement plus élevée que le plafond de 1978 qui était de 1,6 milliard de barils (259 millions de mètres cubes), non indiqué ici. L'escalade pour l'huile lourde est moins poussée. Le chiffre prévu pour 1978 (1,7 milliard de barils, soit 278 millions de mètres cubes) n'est que légèrement supérieur à la moyenne des nouvelles possibilités qu'offre la récupération améliorée, lesquelles fluctuent entre 0,9 et 2,3 milliards de barils de (137 à 365 millions de mètres cubes).

D'autres évaluations présentées au Comité, dont certaines se reflètent dans les estimations de l'ONE, confirment le potentiel notable qui existe au chapitre de la récupération améliorée du pétrole. Elles confirment également le rapport entre la quantité de pétrole qui peut être obtenue par les techniques de récupération améliorée et les avantages économiques que les producteurs de pétrole peuvent espérer en tirer. Par exemple, l'ASPIC, porte-parole des producteurs canadiens indépendants a confirmé ces évaluations en présentant une analyse basée sur 169 gisements qui totalisent 60% du pétrole classique en place dans l'Ouest canadien. L'étude montrait que la production estimative par les méthodes de récupération améliorée triplait lorsque la part totale aux producteurs du prix à la tête du puits augmentait de \$12 à \$24 en dollars de 1980. Une étude antérieure effectuée par J.P. Prince pour le Canadian Energy Research Institute et dans laquelle tous les réservoirs albertains étaient étudiés concluait dans le même sens, c'est-à-dire que le prix à la tête du puits, en dollars de 1978, passait de \$15 à \$25. Dans chaque cas, les prix les plus élevés indiquent que l'estimation de la quantité totale, qui serait récupérée par les méthodes de récupération améliorée était de l'ordre de 4 milliards de barils (636 millions de mètres cubes).

Les évaluations préliminaires de l'ONE ont été faites avant que n'aient été précisés les stimulants prévus dans le Programme énergétique national (PEN) en vue de la récupération améliorée du pétrole. Le programme proposait un prix de référence tertiaire de \$30 le baril en 1981. Bien que certaines sociétés croient que le nouveau prix de référence constitue un pas dans la bonne direction, d'autres affirment que les aspects de la canadienisation et la taxe de 8% sur les recettes pétrolières et gazières nuisent aux dispositions favorables en matière de prix. En conséquence, un grand nombre de sociétés ont diminué leur évaluation des quantités de pétrole qui seront obtenues grâce à la récupération améliorée. L'ASPIC a déclaré qu'en vertu du régime de réglementation existant, 29% à peine des possibilités technologiques de récupération améliorée seront atteints.

Tableau 1

LES POSSIBILITES DE RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE:
 ETUDE DE L'ONE (En cours)
 (millions de barils)

Possibilités prévues
 (les évaluations pour 1978
 sont indiquées entre
 parenthèses)

	<u>LEGER</u>	<u>LOURD</u>	<u>TOTAL</u>
Injection chimique	0-76 (308)	0-13 (25)	0-88 (334)
Forage intercalaire	25-50* (132)	**	25-50 (132)
Injection de composés miscibles	478-2001 (371)	0-164 (107)	478-2165 (478)
Techniques thermiques	0-19 (31)	365-1573 (1447)	365-1592 (1479)
Injection d'eau	390-434 (138)	497-547 (170)	887-982 (308)
TOTAL	894-2580 (982)	862-2297 (1749)	1756-4877 (2731)

* Il a été tenu compte, au besoin, du forage intercalaire dans des possibilités de récupération tertiaire

** Inclus dans l'évaluation des possibilités par injection d'eau.

Source: Office national de l'énergie, mémoire préparé pour le Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord relativement à la récupération améliorée du pétrole au Canada, décembre 1980, pp. 3 à 14.

2. Récupération améliorée: contraintes

(1) Obstacles techniques

Bien que les méthodes de récupération améliorée puissent servir à l'exploitation d'importantes ressources, les projets qui y font appel sont difficiles et onéreux et les résultats ne deviennent pas apparents avant que la plus grande partie de l'argent ait été investie. Au moment d'étudier les possibilités d'exploitation par récupération améliorée, les gisements sont tout d'abord sélectionnés pour déterminer quels projets sont techniquement réalisables et quelles méthodes de récupération améliorée il faudra leur appliquer. Les gisements retenus sont ensuite évalués en vue d'établir combien il y restera de pétrole après la récupération primaire et secondaire, et d'en définir les caractéristiques particulières qui auront une incidence sur la quantité de pétrole tertiaire récupérée. Etant donné qu'il n'y a pas de gisements de pétrole identiques et que les données techniques ne sont pas complètes tant que le gisement n'a pas été abandonné, l'exploitation du gisement est toujours hautement conjecturale.

Les obstacles techniques découlent de cette complexité et de cette incertitude. Même si le rendement d'un gisement et la récupération du pétrole qu'il renferme peuvent être maintenant évalués par modelage mécanographique, le recours à la simulation sur ordinateur et aux essais de piquage en laboratoire entraînent toujours des erreurs importantes en raison de la connaissance insuffisante du gisement. Par conséquent, la mise en oeuvre fructueuse des projets de récupération améliorée n'est jamais assurée.

Le rendement d'un gisement doit être prometteur pour justifier les investissements importants dans les puits, le matériel et les fluides d'injection exigés pour l'exécution de tout programme de récupération améliorée. Un projet de récupération tertiaire à grande échelle peut très bien exiger deux ans pour l'étude pilote et l'essai et l'analyse

témoins, et jusqu'à cinq ans à partir de l'injection de fluides, la production ne commençant qu'au cours de la septième année.

L'important investissement "anticipé" doit être effectué avant que le pétrole supplémentaire ne commence à couler. Le long délai qui précède l'acquisition de connaissances sur le gisement implique des risques additionnels concernant les pertes de fluide d'injection, les dommages aux puits ou les réactions chimiques néfastes associées à certaines méthodes de récupération améliorée.

Les sociétés n'investiront pas dans des entreprises aussi incertaines et risquées du point de vue technique à moins que l'aspect économique de la situation ne promette un rendement suffisant des investissements. Dans le cas du pétrole lourd, les risques techniques ont des répercussions particulières du fait que les motifs économiques sous-tendant l'exploration et l'exploitation primaire et secondaire ont toujours été marginaux par rapport à ceux ayant trait à l'exploitation de l'huile légère. Les préoccupations spéciales concernant la récupération améliorée du pétrole lourd portent notamment sur la faible profondeur de la plupart des gisements et sur les problèmes techniques associés à la manutention du brut visqueux.

(2) Risques économiques

Comme il a été indiqué ci-dessus, les investissements dans les entreprises de récupération améliorée dépendent de la possibilité que croit avoir l'investisseur de récupérer son investissement dans un nombre d'années raisonnable. Le prix du pétrole n'est qu'un des facteurs qui influencent la décision en matière d'investissement. C'est le profit, défini comme le montant qui reste au producteur après déduction de tous les impôts et redevances des gouvernements, provincial et fédéral, ainsi que les dépenses d'exploitation qui inciteront l'investisseur à mettre ou non un projet de l'avant. Au Canada jusqu'à maintenant, les faibles profits réalisés par l'industrie ont entravé la plupart des projets de récupération, à part les plus séduisants.

C'est la raison pour laquelle les redevances et le régime des impôts, en plus des prix prévus, peuvent avoir une incidence prépondérante sur les décisions relatives au lancement de projets qualifiés par l'industrie pétrolière d'investissements à risques élevés. Dans la récupération améliorée, comme l'investissement ne fructifie qu'après plusieurs années, il est indispensable que soit implanté un régime stable de redevances, d'impôts et de fixation des prix. Si les règles du jeu sont modifiées, un projet qui devrait être rentable lors de sa mise en oeuvre pourrait ne plus l'être avant même que le pétrole supplémentaire ne soit obtenu. Les changements intervenant dans le partage des revenus et dans les règlements publics peuvent avoir de sérieuses retombées sur le climat des affaires, ce qui pourrait porter les sociétés à ne point lancer de projets de récupération tertiaire.

Non seulement les investisseurs doivent faire face à des coûts immédiats extrêmement élevés, mais aussi à une très grande incertitude en ce qui concerne les coûts d'exploitation annuels et les immobilisations supplémentaires nécessaires en cours de projet. Si l'on ajoute cela aux risques courus pour évaluer les quantités de pétrole dans les gisements et les quantités estimatives qui en seront récupérées, le financement peut également s'avérer un obstacle important à l'exploitation des projets de récupération améliorée, notamment pour les petits exploitants indépendants.

Même si économiquement parlant, les projets de récupération tertiaire sont viables, les producteurs doivent également pouvoir compter sur des marchés garantis. Un des principaux problèmes qui se pose à l'exploitation du pétrole brut a précisément trait aux marchés. Au cours des quelques prochaines années, il faudra s'assurer à tout prix que l'on peut écouler la production sur les marchés d'exportation. A plus long terme, la modernisation des installations dans l'Ouest du Canada et la modification des raffineries dans l'Est du Canada permettront d'utiliser au mieux le pétrole extrait au Canada.

(3) Autres obstacles à l'expansion des projets de récupération améliorée

Tous conviennent qu'à court terme, l'extraction par injection de composés miscibles présente le plus grand potentiel de récupération tertiaire au Canada pour les gisements de pétrole léger, comme le montre le tableau I. Nos réserves relativement importantes de gaz naturel et de liquides extraits du gaz naturel se prêtent tout naturellement à l'extraction par phase miscible. Néanmoins, il reste la possibilité d'injecter du CO₂. Dans ce cas, l'approvisionnement en CO₂ pourrait représenter une contrainte, car l'Ouest du Canada ne peut pas disposer facilement de CO₂, contrairement aux Etats-Unis qui en ont des sources naturelles importantes dans des régions plus ou moins proches des gisements dont l'exploitation peut être faite par injection de CO₂. Même si le Canada emboîte le pas aux Etats-Unis dans l'utilisation du CO₂ comme fluide d'injection, l'approvisionnement en CO₂ ne pourra plus être considéré comme une contrainte une fois que les usines de traitement de l'huile lourde, d'extraction des sables pétrolifères et de fertilisants deviendront opérationnelles, étant donné qu'un de leurs sous-produits sera le CO₂. L'acheminement du CO₂ par pipeline, de sa source jusqu'au champ pétrolifère, représente toutefois un investissement important.

Par contre, la recherche et le développement peuvent constituer un facteur déterminant dans la mise en service de projets commerciaux à grande échelle. Même s'il existe au Canada un grand nombre de projets de recherche et de développement dans le domaine des techniques de récupération tertiaire, subventionnés par l'industrie et par le secteur public, on ne peut pas pour autant dire que la recherche fondamentale à long terme qui se fait dans les universités et les organismes de recherche soit en rapport avec les perspectives qu'offrent au Canada les techniques de récupération améliorée. Pour que la recherche soit justifiée et opportune, il faut prendre en compte l'état des gisements canadiens. Les techniques américaines sont peut-être utilisées, mais ce ne sont pas toujours les plus indiquées. Certaines des méthodes utilisées, par exemple, pour les gisements profonds caractéristiques de certaines régions de la Californie, ne peuvent être employées pour l'exploitation des réservoirs minces que l'on trouve dans certains gisements de la Saskatchewan sans avoir été préalablement modifiées.

La contrainte la plus critique est probablement celle qui a trait à la main-d'oeuvre qualifiée, surtout à la lumière des projets énergétiques menés parallèlement. Les projets de récupération améliorée appellent une plus grande expertise dans le domaine de l'ingénierie, que ce n'est le cas pour les méthodes d'extraction pétrolière classiques. Les ingénieurs et techniciens de gisements ont besoin d'une formation spéciale et d'une certaine expérience des méthodes de récupération tertiaire. Ces projets font aussi appel à des chimistes qui font de la recherche et à des ingénieurs en chimie ayant reçu une formation dans le traitement du pétrole. Les projets de récupération améliorée à grande échelle vont faire augmenter la demande de professionnels dans ces domaines, même s'il est difficile d'en préciser la mesure.

Le gros de cette formation sera vraisemblablement pris en charge par les exploitants. Toutefois, le nombre d'activités envisagées par le Comité fait qu'il faudra intensifier beaucoup plus la formation. Le retard qu'a subi l'implantation dans les universités de programmes de formation bien établis occasionnera vraisemblablement certains retards dans la mise en oeuvre de projets. A l'heure actuelle, il n'y a qu'une seule université au Canada qui dispose d'un programme de formation d'ingénieurs pétroliers. Les universités et les écoles techniques doivent prendre conscience de ce problème si l'on veut éviter les retards coûteux qu'entraîneront les pénuries de main-d'oeuvre qualifiée.

CONCLUSIONS

1. Le climat des affaires

Dans une partie antérieure, les auteurs du présent rapport décrivent les possibilités que pourrait offrir l'expansion accélérée de la récupération améliorée si les obstacles techniques et les risques économiques étaient surmontés. Le Comité est convaincu que certaines conditions doivent exister avant que les sociétés s'intéressent davantage à la récupération améliorée.

Les bas prix du pétrole vont à l'encontre du développement de la récupération améliorée et même si les prix du pétrole canadien ont fortement augmenté au cours des dernières années, il faut dire que les coûts des biens et services dans le secteur pétrolier ont augmenté parallèlement. L'industrie prétend que la rentabilité potentielle reste faible lorsqu'on prend en compte les risques qu'il faut courir et les investissements massifs qui s'imposent. L'industrie considère que la récupération améliorée est plus risquée que ne l'est l'exploitation des sables pétrolifères ou du pétrole des régions pionnières. Les conditions pour chaque gisement peuvent varier énormément de sorte qu'il faudra consacrer plusieurs années de travail pour mettre au point les techniques de récupération les plus adéquates. Dans ces circonstances, la volonté d'aller de l'avant dépend, en dernière analyse, des profits escomptés. Les producteurs ont indiqué que les profits moyens avant l'entrée en vigueur du programme devraient doubler pour qu'une partie importante des projets de récupération améliorée puisse être réalisée.

La production tertiaire de pétrole lourd et léger qui est à l'heure actuelle d'environ 14 000 barils par jour (2 000 mètres cubes par jour) contraste avec la production estimative qui pourrait atteindre 283 000 barils par jour (45 000 mètres cubes par jour) en 1990 dans des conditions optimales. Une telle production implique la mise en oeuvre rapide des projets de récupération améliorée; toutefois, la production d'ici 1990 pourrait bien ne représenter qu'un quart de la production potentielle. Le niveau d'activité dépendra, de toute évidence, du sort que réserveront les milieux d'affaires à la récupération améliorée. Compte tenu de l'intérêt qu'ont porté les sociétés pétrolières à la récupération améliorée dans les mémoires qu'elles ont présentés au Comité et à l'Office national de l'énergie, le Comité est amené à en conclure que le moment est venu d'accélérer la récupération améliorée.

Motivées par le besoin d'arriver à l'autosuffisance pétrolière, par le fait qu'il est intéressant d'exploiter des ressources connues ainsi que par la possibilité d'obtenir des recettes plus élevées, les sociétés envisagent maintenant de donner suite à ces projets. Cette nouvelle volonté est concrétisée par la mise sur pied de groupes d'experts chargés d'élaborer et de planifier des projets, comme à Judy Creek, et par un certain nombre de projets pilotes qui devraient être lancés incessamment. Bon nombre de gisements sont toutefois exploités par des multinationales qui ont tout à perdre dans l'application du programme énergétique sauf si elles sont en mesure d'augmenter leur contenu canadien et ainsi profiter au maximum des paiements incitatifs. L'incertitude qui règne à l'heure actuelle ne peut que ralentir les opérations.

2. Le rôle des stimulants

Bien que les techniques de récupération améliorée promettent d'accroître les approvisionnements pétroliers intérieurs, il est évident que ce mode de récupération ne sera tenté que si le climat économique y est favorable. Le Comité est d'avis que les politiques gouvernementales seront à cet égard déterminantes. En conséquence, la politique des prix doit prendre en considération les risques en cause et aider à offrir les stimulants nécessaires pour encourager les entrepreneurs à assumer ces risques. Il ne fait aucun doute que le programme énergétique national comporte des stimulants - brièvement décrits, ainsi que des mesures budgétaires provinciales, à l'annexe E. Cela étant, on admet par là même que les projets de récupération améliorée pourront aider le Canada à atteindre ses objectifs énergétiques.

Avant le PEN, comme on l'a fait remarquer, les projets d'expansion de la récupération améliorée du pétrole étaient peu encouragés, sauf les projets jugés les plus intéressants économiquement; toutefois, on avait déjà entrepris la planification de quelques autres projets. Les projections économiques cherchaient à déterminer à quel rythme les prix à la tête du puits augmenteraient par rapport au prix de \$16.75 par baril alors en vigueur. En lui-même, le prix de référence tertiaire de \$30 (compte tenu de l'escalade prévue liée à l'augmentation de l'indice des prix à la

consommation), aurait suffi à accélérer de beaucoup la récupération améliorée. L'analyse de l'estimation des coûts et des profits présentée au Comité indique cependant que, joint à d'autres mesures contenues dans le PEN - telles la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG), les changements dans le régime de déductions pour épuisement et le programme de canadienisation - ce prix de référence de \$30 ne suffira vraisemblablement pas à stimuler l'expansion de récupération améliorée, en raison des risques que présente l'extraction du pétrole par ces méthodes relativement nouvelles. Pour faire face aux risques associés à la récupération améliorée, le Comité estime que le pétrole tertiaire doit être considéré au même titre que les sables bitumineux et que son prix doit être identique. Une autre possibilité serait d'abolir la TRPG sur le pétrole supplémentaire extrait dans le cadre de projets approuvés de récupération améliorée et ceci jusqu'à ce que soient amortis les coûts d'immobilisation. En outre, les provinces productrices pourraient procéder à des rajustements de leurs taux de redevances et offrir d'autres stimulants économiques à la récupération tertiaire.

On admet qu'un supplément à la récupération tertiaire offre un moyen approprié pour fixer le prix de référence du pétrole tertiaire. Le Comité estime aussi que la méthode permettant d'établir le prix de référence tertiaire est de la plus grande importance car elle doit permettre aux producteurs de faire très tôt des profits sur leurs investissements, surtout pour les projets exigeant d'importants délais d'exécution et des immobilisations de départ très élevées et comportant des risques techniques. Si le supplément n'est versé qu'au moment où le pétrole additionnel est produit -- ce qui peut fort bien arriver plusieurs années après la mise en oeuvre du projet -- les sociétés ne seront pas en mesure de profiter des prix intéressants au moment où elles en auront le plus besoin. Par ailleurs, la méthode fixe assigne un facteur à la quantité de pétrole extrait à partir d'un projet de récupération tertiaire, selon un coefficient des réserves tertiaires susceptibles d'être récupérées par rapport à l'ensemble de toutes ces réserves. Ce facteur est fixe et déterminé habituellement par les provinces pour toute la durée du projet, mais peut être révisé en fonction de la production. Cette méthode permet donc aux exploitants d'avoir rapidement un rendement sur leurs investissements. Dans le cas du pétrole très

lourd (à densité inférieure à 15° ou 16° A.I.P.) dont la production primaire et secondaire est faible, il serait avantageux économiquement et administrativement pour les projets de récupération améliorée, d'appliquer le prix de référence du pétrole tertiaire à la production totale.

Dans plusieurs projets, les dépenses relatives aux hydrocarbures utilisés dans les projets d'injection figurent parmi les plus élevées. Le Comité est d'avis que la TRPG ne devrait pas s'appliquer au gaz naturel ni aux liquides extraits du gaz naturel employés dans ces projets.

AVANTAGES RETIRES PAR LE CANADA

La récupération améliorée permettrait au Canada de réduire sa dépendance vis-à-vis des livraisons de l'étranger, qui sont incertaines et dont le coût ne cesse de croître. Toutefois, si des mesures ne sont pas prises rapidement, certaines de ces capacités supplémentaires d'extraction seront perdues au fur et à mesure qu'augmenteront les frais d'exploitation; d'autre part, à partir du moment où un gisement produit, il n'est pas permis d'attendre indéfiniment avant de lancer un projet de récupération améliorée. De plus, cette récupération peut à l'heure actuelle être moins coûteuse que certaines des énergies de remplacement à l'étude au Canada. Il est certain que le produit de cette extraction améliorée peut être offert plus rapidement sur le marché que nombre des énergies de remplacement évoquées.

Depuis la crise de l'énergie (fin 1973), le Canada accorde une grande importance au concept d'autosuffisance énergétique et un vif intérêt est porté aux nouvelles sources de pétrole et de gaz, non seulement à celles des sables bitumineux, mais également à celles situées dans

l'Arctique et en mer. Toutefois, étant donné la courbe ascendante que suivent les coûts de production et d'exploitation, et les problèmes de transport, il sera plus difficile et sans doute moins rentable d'y avoir recours que de faire appel à l'augmentation des réserves de pétrole classique.

Les connaissances techniques acquises par la recherche et la formation spécialisée, qui sont appliquées aux projets de récupération améliorée peuvent également servir à la réalisation d'autres projets ayant trait notamment à l'exploitation des sables bitumineux. Plus ce savoir technique spécialisé sera vite disponible, meilleur sera l'avenir énergétique du Canada.

A l'heure actuelle, l'extraction primaire et secondaire du pétrole n'est pas assez efficace; des études approfondies des gisements révèlent des possibilités d'extraction qui seraient nettement supérieures si l'on appliquait des méthodes de récupération améliorée. Or, ces méthodes peuvent être appliquées dès les premières phases de production des nouveaux puits. Elles pourraient également permettre de récupérer une plus grande partie du pétrole des régions pionnières, et l'extraction améliorée pourrait très bien s'appliquer aux sables bitumineux. Au fur et à mesure que ces techniques complexes d'extraction se perfectionnent et qu'augmentent les connaissances concernant les caractéristiques techniques des gisements, de nouvelles applications se font jour.

En résumé, la récupération améliorée du pétrole accroîtrait le potentiel énergétique du Canada jusqu'à ce que des solutions de rechange soient disponibles (sables bitumineux, pétrole des régions pionnières). Il importe donc que soient connues l'existence de ces techniques et les quantités de pétrole qu'elles permettraient de récupérer, et que des dispositions soient prises afin de pouvoir maximiser les avantages pouvant en découler.

ANNEXE A

TEMOINS AYANT COMPARU DEVANT LE COMITE ET LE SOUS-COMITE

<u>DATE</u>	<u>TEMOINS ET ORGANISMES REPRESENTES</u>
4 novembre 1980	<u>Getty Oil Company</u> M. A. Trimble, chef de la division de l'ingénierie (Ressources naturelles)
	<u>Canadian Reserve Oil & Gas Ltd.</u> M. J. R. Dundas, président
12 novembre 1980	<u>Petroleum Recovery Institute</u> M. F. G. McCaffery, directeur, Service de la recherche
26 novembre 1980	<u>Canadian Energy Research Institute</u> M. J. A. Dawson, directeur général M. J. P. Prince, économiste
2 décembre 1980	<u>Association canadienne du pétrole</u> M. T. E. Randall, président, EOR Committee J. D. Griffith, vice-président, EOR Committee
10 décembre 1980	<u>Independent Petroleum Association of Canada</u> M. J. E. Horler, gérant, Pétrole brut M. M. S. Abougoush, ingénieur conseil
16 décembre 1980	<u>Office national de l'énergie</u> M. J. R. Jenkins, membre de l'Office M. K. W. Vollman, directeur, Direction des ressources énergétiques M. G. C. Hos, directeur adjoint, Groupe des approvisionnements en pétrole M. W. A. Hiles, directeur adjoint, Groupe de la géologie et des réserves M. A.M.H. Gutek, chef, Division de l'analyse des approvisionnements et de données statistiques M. M. C. Walker, chef, Division des modèles énergétiques

20 janvier 1981

Ministère de l'Énergie, des Mines et des
Ressources

M. G. Tough, directeur général, Division
de la stratégie de l'énergie
M. J.P. Hea, directeur général,
Ressources pétrolières
M. M. Feldman, analyste de la politique,
Ressources pétrolières
M. T. A. Hamp, chercheur de ressources
pétrolières

27 janvier 1981

Husky Oil Ltd. (Lloydminster)

M. R. R. Bagby, premier vice-président
M. H.J. Berry, vice-président,
Production
M. B. McCutcheon, directeur, Gestion de
société
M. K. Hill, directeur, Production
Lloydminster
M. T. Vonde, directeur, Opérations
thermiques
M. W. Willis, directeur, Division du
pipe-line
M. V. Juba, directeur, Raffinerie
Lloydminster

28 janvier 1981

Husky Oil Ltd. (Calgary)

M. R. R. Bagby, premier vice-président
M. R. H. Roda, vice-président du groupe
M. A. R. Price, vice-président,
Raffinerie, marketing et transformation
M. H. J. Berry, vice-président,
Production
M. M. Swan, directeur, Ingénierie
M. R. H. Waraksa, ingénieur

Esso Resources Ltd. (Calgary)

M. J. H. Hamlin, directeur et premier
vice-président
M. P. Stauff, vice-président
M. G. L. Haight, vice-président et
directeur général, Production
M. J. D. McFarland, directeur, Ingénierie
de gisement
M. P. F. Johnson, directeur, Projet Judy
Creek

Mobil Oil of Canada Ltd. (Calgary)

M. A. E. Barroll, vice-président
 M. D. J. Bester, directeur de
 l'ingénierie
 M. S. K. Bhatia, ingénieur de gisement
 M. H. E. Klaver, surveillant,
 Planification

29 janvier 1981

Shell Canada Resources Ltd. (Calgary)

M. R. A. MacDonell, vice-président et
 directeur général, Production
 M. K. J. Hindmarch, directeur, Division
 de la production
 M. B. D. Weatherill, ingénieur en chef de
 gisement, récupération améliorée
 M. C. P. Lihou, ingénieur en chef,
 Production, récupération améliorée
 M. R. G. Gorrill, vice-président et
 directeur général, Pétroles synthétiques
 M. P. Kitzan, PRISP ingénierie,
 directeur
 M. J. D. MacDonald, Coparticipation et
 pétroles lourds
 M. S. G. McDonald, économiste en chef

Société Aquitaine du Canada Ltée

M. B. F. Isautier, président,
 Prospection
 M. H. R. Martial, vice-président,
 Production
 M. R. Chenery, directeur, Exploitation
 des nouvelles ressources

Murphy Oil Company Ltd.

M. L. E. Pasychny, vice-président,
 Approvisionnements et Transport
 M. R. R. McLean, directeur de production

30 janvier 1981

Gulf Canada Resources Inc.

M. E. W. Frankovich, directeur,
 Accroissement de la production
 M. K. Lund, directeur, Récupération
 améliorée
 M. H. T. Guyn, directeur, Division du
 pétrole lourd

ANNEXE BDEFINITIONS

Les gisements de pétrole sont des masses de roches poreuses retenant, sous pression, de l'eau, du pétrole et du gaz. Lorsqu'un puits est foré, la pression à l'intérieur du gisement fait d'abord remonter spontanément le pétrole à la surface. Il arrive que des stations de pompage soient utilisées pour suppléer à la pression naturelle du gisement. L'indice moyen d'extraction, c'est-à-dire le pourcentage de pétrole en place qui est extrait, est dans cette première phase d'environ 22%.

L'extraction secondaire fait appel à des techniques artificielles grâce auxquelles on maintient une pression suffisante à l'intérieur du puits par injection d'eau ou de gaz. Cette deuxième opération permet d'améliorer de 50% la production, portant ainsi l'indice d'extraction à environ 33%. C'est en général l'indice obtenu dans les gisements de pétrole léger et semi-lourd. L'indice est bien plus bas lorsqu'il s'agit d'huiles lourdes.

La récupération tertiaire concerne les deux tiers rémanents du gisement initial, soit le pétrole résiduel. Cette phase de l'extraction consiste à améliorer le processus général de déplacement du pétrole, tout d'abord en attaquant une plus grande partie du gisement et deuxièmement en tentant de déloger le pétrole piégé dans les pores de la roche réservoir. Les méthodes tertiaires permettent de récupérer davantage de pétrole par un balayage plus efficace et par la modification des propriétés du pétrole à déplacer.

L'expression "récupération améliorée" désigne une opération différente des procédés classiques, intervenant aussi bien aux niveaux primaire, secondaire que tertiaire, de sorte que la définition acceptée dans la profession se formule comme suit: "des quantités de pétrole en sus des quantités normalement obtenues par les procédés classiques rentables, au niveau primaire et secondaire".

ANNEXE CMETHODES DE RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE

(1) Méthodes de récupération thermique

L'injection de vapeur est la méthode de récupération améliorée la plus utilisée, surtout pour le pétrole lourd, en Californie et au Venezuela. En outre le Canada prévoit en faire un grand usage pour la récupération du pétrole des dépôts de sables bitumineux de Cold Lake et de Peace River et pour recouvrer approximativement 10% des gisements de pétrole lourd de la région de Lloydminster. L'injection de vapeur peut être utilisée de façon limitée dans les réserves de pétrole lourd classique de l'Alberta et de la Saskatchewan car la plupart des couches sont minces. Les pertes de chaleur qui surviennent dans les formations supérieures et inférieures empêchent l'injection de vapeur dans les gisements peu profonds de pétrole.

L'injection de vapeur réduit la viscosité du pétrole grâce à la chaleur qu'elle fournit et facilite la production soit par les méthodes de stimulation ou d'entraînement par la vapeur. Pour la première méthode, le même puits est utilisé à la fois pour l'injection et la production selon un rythme cyclique. La vapeur injectée est maintenue pendant un certain temps, suivie d'une "période de trempage" produisant ainsi un pétrole moins visqueux. Ce procédé est appelé injection cyclique de vapeur ou "stimulation cyclique à la vapeur". Lorsqu'un puits central est utilisé et que de la vapeur est injectée dans plus d'un des puits auxiliaires, causant ainsi un déplacement du pétrole chauffé vers les puits productifs adjacents, le procédé est appelé entraînement par la vapeur ou injection de vapeur.

L'injection d'air avec formation d'un front à haute température aussi appelée combustion in situ, est un procédé selon lequel le pétrole contenu dans le gisement est enflammé, le feu étant entretenu par injection d'air. La partie non brûlée du pétrole devient moins visqueuse, s'évapore en partie et est entraînée vers un puits productif grâce à une combinaison de vapeur, d'eau chaude et de gaz. Variante de la méthode, l'air et l'eau sont injectés alternativement ou simultanément, pour plus

d'efficacité. Par conséquent, cette méthode est la méthode favorite si la formation au puits d'injection est suffisamment perméable pour laisser entrer une combinaison d'air et d'eau injectés.

La combustion in situ a fait l'objet de nombreux essais sur le champ pétrolifère même; toutefois, elle est techniquement complexe et difficile à prévoir et à surveiller. Des 26 essais sur le champ effectués aux Etats-Unis en 1976, huit ont été qualifiés de réussites, neuf d'échecs, alors que les autres étaient toujours à l'étude. Cette méthode est souvent reconnue comme la seule applicable aux réserves de pétrole lourd classique de l'Alberta et de la Saskatchewan, car elle est la seule méthode connue permettant de récupérer le pétrole lourd dans les couches minces. Environ 90% des réserves de pétrole lourd de la région de Lloydminster se trouvent dans les dépôts de moins de sept mètres d'épaisseur.

(2) Méthodes de récupération par injection de composés miscibles

Ces méthodes de récupération prévoient l'injection d'un liquide qui se dissout dans le pétrole avec lequel il entre en contact, formant ainsi un liquide unique qui ressemble à du pétrole et qui peut s'écouler dans tout le gisement plus facilement que le pétrole brut initial. La fluidité des composés miscibles n'est pas altérée par les pressions capillaires qui, autrement, retiennent le pétrole dans les pores des roches. Divers liquides peuvent être utilisés suivant les caractéristiques du gisement, la nature du pétrole brut qu'il contient et la disponibilité des liquides. Le gaz carbonique et le GPL comme l'éthane, le propane et le butane sont les plus souvent utilisés. Selon cette méthode de récupération, un "bouchon" du liquide injecté, qui remplit de 5 à 20% des pores des roches contenues dans le gisement, est souvent déplacé dans le réservoir au moyen du gaz naturel (ou azote) ou de l'eau. Les liquides injectés peuvent en partie être extraits du pétrole brut ainsi produit et être réinjectés, réduisant ainsi la quantité de liquides requis.

Un certain nombre de projets d'injection de composés miscibles d'hydrocarbures sont en cours actuellement en Alberta et l'injection miscible de CO₂ a été proposée par la Société Imperial Oil pour le réservoir A de Judy Creek. L'injection miscible de CO₂ devrait représenter 40% du pétrole tertiaire qui sera produit aux Etats-Unis.

La disponibilité et le coût des liquides d'injection sont deux contraintes qu'il faut surmonter. Toutefois, l'Alberta et la Saskatchewan disposent toujours d'une vaste réserve de liquides extraits du gaz naturel ce qui, compte tenu de la disponibilité restreinte de CO₂ pur et peu coûteux, pourrait favoriser l'injection d'hydrocarbures miscibles pour la réalisation des projets futurs. A la fin des années 80, le CO₂ sera disponible en plus grandes quantités; il proviendra des nouvelles usines de pétrole synthétique et d'autres sources.

(3) Méthodes de récupération chimique

Trois grandes méthodes d'injection chimique sont actuellement à l'étude: il s'agit de la méthode d'agents tensio-actifs et polymères, des polymères et des alcalins. Ces procédés sont les moins sûrs des trois grandes catégories de méthodes de récupération améliorée du pétrole. Ils misent sur la possibilité de contrôler la propagation de plusieurs bouchons chimiques dans le gisement, sans que ces derniers deviennent très dilués et inefficaces. Par conséquent, le bouchon chimique très coûteux doit être précisément conçu pour s'adapter à ces gisements particuliers qui contiennent du pétrole, de l'eau et des roches; or, l'injection d'une quantité adéquate de produits chimiques fait intervenir un procédé très compliqué.

Un certain nombre de grands projets pilotes d'injection par agents tensio-actifs et polymères sont en cours aux Etats-Unis afin d'évaluer la rigueur et la rentabilité. Sept de ces essais sont des projets communs de l'industrie et du gouvernement qui y consacrent au total \$122 millions. L'injection par agents tensio-actifs et polymères (aussi connue sous le nom de micro-émulsions et d'injection micellaire) est une méthode

selon laquelle des liquides genre détergents sont injectés et forment un bouchon de liquides qui fait diminuer la tension interfaciale entre le pétrole du gisement et l'eau. De la sorte, le pétrole contenu dans la formation est émulsionné ou dissout. Il s'agit d'un procédé par un seul coup où le mouvement irrégulier du polymère et de l'eau peut compromettre sérieusement la récupération du pétrole. Les polymères sont aussi utilisés simplement pour augmenter la quantité d'eau injectée ainsi qu'à des fins commerciales, mais de façon limitée, aux Etats-Unis et au Canada.

Seulement quelques essais sur le champ sont signalés sur les injections de solutions caustiques ou alcalines. Actuellement, deux importants projets pilotes d'injection alcaline sont à l'essai pour la récupération tertiaire du pétrole en Californie sous la commandite commune de l'exploitant du champ pétrolifère et du département de l'Energie des Etats-Unis. L'injection caustique ou alcaline mise sur la présence de composantes du pétrole brut qui réagissent à des solutions de caustique injectées pour produire des liquides genre détergents et améliorer la fluidité du pétrole. Cette méthode offre un avantage sur les agents tensioactifs en ce que les produits chimiques qu'elle requiert ne sont pas coûteux. Il s'agit d'une méthode très risquée, qui n'est toutefois applicable que lorsque le pétrole brut présente les propriétés chimiques adéquates.

ANNEXE DRECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE AU CANADA: D'HIER A AUJOURD'HUI

Le recours aux méthodes de récupération améliorée du pétrole au Canada remonte à une époque où la production du pétrole brut dépassait de beaucoup la demande nationale et étrangère. Les réserves étant excédentes élaboré un système de vente du pétrole produit selon les réserves connues a été élaboré, ce qui a favorisé l'exploitation plus poussée des réserves par des méthodes de récupération secondaire et tertiaire.

Certaines des premières méthodes utilisées furent des méthodes d'injection de composés miscibles. La première a été appliquée en 1963 par la société Imperial dans le récif Golden Spike et une autre par les sociétés Mobil et Amoco la même année dans les carrières de grès de Pembina Cardium. L'injection horizontale de Pembina a été prématurément abandonnée en 1969 en raison de la percée prématurée du bouchon de composés miscibles dans les puits productifs. Toutefois, le succès du déplacement miscible vertical de GPL de la société Imperial Oil, qui s'est poursuivi au récif de Golden Spike jusqu'en 1978, a favorisé l'application de la même méthode dans le premier projet du récif Rainbow en 1968 et il y a 13 projets commerciaux de récupération du genre actuellement en cours.

Un important projet d'injection de composés miscibles de GPL a été entrepris à l'échelle commerciale en 1970 dans le récif Wizard Lake D-3 et se poursuit toujours. Un projet d'injection de composés miscibles encore plus important est actuellement en voie de réalisation dans le réservoir de Swan Hills South depuis 1973. Il s'agit ici d'une méthode d'injection horizontale qui s'est avérée moins efficace à Pembina. Toutefois, pour empêcher une percée prématurée des hydrocarbures injectés, l'injection du GPL est utilisée en alternance avec l'injection d'eau et la méthode semble réussir. Il s'agit ici de l'un des plus grands projets commerciaux actuellement en voie d'exécution au Canada.

Plus récemment, en 1977, un vaste projet d'injection de composés miscibles utilisant de l'éthane a été mis en branle au réservoir Willesden Green Cardium A. Suivant la production initiale, ce projet s'adapte bien à l'injection d'éthane. Une injection subséquente d'azote permettra de récupérer la majeure partie de l'éthane injecté.

Le projet de Esso Resources, approuvé par le Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB), et consistant à exploiter les gisements de Judy Creek par injection de CO₂, est présentement réévalué par son auteur.

Bien que la récupération améliorée ait eu comme principaux objectifs économiques les gisements de pétrole léger et moyen pouvant être exploités selon les méthodes d'injection de composés miscibles, certains progrès ont été accomplis dans le cas des puits de pétrole lourd. Les méthodes thermiques d'exploitation des gisements du pétrole lourd donnent les résultats les plus encourageants. La Société Mobil Oil a réussi à améliorer la récupération du pétrole lourd par injection d'air selon la méthode de combustion in situ. Le premier projet du genre, qui a débuté en 1965 dans le gisement de Battrum (Saskatchewan), se poursuit. L'air injecté contient l'oxygène nécessaire à la combustion d'une partie du pétrole en place. Depuis 1978, l'injection d'eau pendant la combustion a amélioré le taux de production. L'expérience acquise dans le cadre des projets commerciaux de combustion in situ à Battrum (Saskatchewan) bénéficiera sans aucun doute à d'autres projets actuels semblables d'exploitation des gisements de pétrole lourd dans la région de Lloydminster. Cette méthode pourrait être appliquée aux gisements de pétrole brut lourd de l'Est de l'Alberta et de l'Ouest de la Saskatchewan; les essais pilotes de combustion in situ dans la région de Lloydminster ont déjà donné des résultats concluants.

Outre ces projets commerciaux, il existe un certain nombre de champs pétrolifères pilotes exploités au Canada. L'importance a surtout été accordée aux projets pilotes d'exploitation de gisements de pétrole lourd où les procédés d'injection de vapeur ont été soumis à diverses épreuves. Des problèmes mécaniques ont toutefois empêché de maintenir la production à un taux élevé dans le cas des dépôts de pétrole relativement pauvres du Canada. Les succès obtenus en Californie avec les techniques d'injection de vapeur ont permis d'apporter des améliorations techniques au générateur de vapeur. Un générateur de vapeur descendante actuellement à l'étude permettra d'exploiter des gisements plus profonds par injection de vapeur en réduisant les pertes de chaleur.

Bien que le présent historique soit centré sur les projets commerciaux de récupération améliorée, il existe un certain nombre de projets expérimentaux actuellement menés en Alberta et en Saskatchewan dans le cadre desquels sont évalués divers processus de récupération tertiaire. Le tableau 1 montre les nombres et types de projets de récupération améliorée au Canada.

Tableau I

PROJETS DE RECUPERATION TERTIAIRE DE BRUT AU CANADA

Projets commerciaux		Projets expérimentaux	
<u>Pétrole léger et moyen</u>	<u>Pétrole lourd</u>	<u>Pétrole léger</u>	<u>Pétrole lourd</u>
Alberta - 17 hydrocarbures miscibles	Saskatchewan 3 thermiques	Saskatchewan - 1 hydrocarbures miscibles	Alberta 8 thermiques Saskatchewan 7 thermiques 1 chimique

Source: Office national de l'énergie, Mémoire rédigé à l'intention du Comité spécial du Sénat sur le Pipe-line du Nord concernant la récupération améliorée au Canada, décembre 1980, annexe A

ANNEXE EMESURES FISCALES FEDERALES ET PROVINCIALES
CONCERNANT LA RECUPERATION AMELIOREE DU PETROLE*

(1) Mesures fédérales

Le Programme énergétique national, présenté au Parlement le 28 octobre 1980, comporte un tableau chronologique des prix du pétrole à la tête de puits établis en fonction de la source (voir tableau 1). Le programme prévoit un prix d'incitatif spécial dans le cas du pétrole produit selon des méthodes approuvées de récupération améliorée (tertiaire). Le gouvernement du Canada paiera aux producteurs admissibles un "supplément de récupération tertiaire" en plus du prix du pétrole classique à la tête du puits. Par exemple, le 1^{er} janvier 1981, un supplément d'environ \$14 le baril sera appliqué également à toutes les qualités de pétrole brut. Dans le cas d'une entreprise produisant du pétrole brut à densité de 150 A.P.I. selon des méthodes de récupération tertiaire approuvées, le prix du pétrole à la tête de puits, (le prix de référence tertiaire) du 1^{er} janvier 1981 est d'environ \$30 le baril, et ce prix sera ajusté annuellement selon l'indice des prix à la consommation.

L'application du prix incitatif de récupération tertiaire du pétrole dépend de l'accord des provinces productrices. Le gouvernement fédéral a déclaré, afin d'assurer l'effet stimulant du prix incitatif, que cette mesure ne sera en vigueur que dans les provinces qui appliquent ou qui, de préférence, améliorent les stimulants fiscaux présentement offerts pour la production tertiaire.

Avant l'entrée en vigueur du Programme énergétique national, le régime d'impôt sur le revenu permettait aux contribuables de demander une déduction pour épuisement équivalant au tiers des dépenses d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz. Dans le cas des dépenses engagées

* L'Appendice E s'inspire principalement du mémoire présenté par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources au Comité spécial du Sénat, le 20 janvier 1981.

dans l'achat d'équipement de récupération améliorée, le contribuable avait droit à une déduction pour épuisement équivalant à 50% des dépenses. Le Programme d'encouragements pétroliers, appliqué dans le cadre du Programme énergétique national, modifie le régime de déductions pour épuisement (voir tableau 2).

Tableau I

PROGRAMME ENERGETIQUE NATIONAL:
PRIX DU PETROLE A LA TETE DE PUICTS

	<i>Prix repère (sables pétrolifères)*</i>	<i>Récupération tertiaire du pétrole** (densité de 15° A.P.I.)</i>	<i>Pétrole classique (densité de 38° A.P.I.)</i>
	(\$/baril)		
Janvier 1980	—	—	14.75
Août 1980	—	—	16.75
Janvier 1981	38.00	30.00	17.75
Juillet 1981			18.75
Janvier 1982	41.85	33.05	19.75
Juillet 1982			20.75
Janvier 1983	45.80	36.15	21.75
Juillet 1983			22.75
Janvier 1984	49.85	39.35	25.00
Juillet 1984			27.25
Janvier 1985	54.10	42.70	29.50
Juillet 1985			31.75
Janvier 1986	58.55	46.20	35.25
Juillet 1986			38.75
Janvier 1987	63.20	49.90	42.25
Juillet 1987			45.75
Janvier 1988	68.30	53.90	49.25
Juillet 1988			52.75
Janvier 1989	73.75	58.20	56.25
Juillet 1989			59.75
Janvier 1990	79.65	62.85	63.25
Juillet 1990			66.75

* Sujet à la limite supérieure du prix international.
** Ces prix ne sont donnés qu'à titre d'illustration. A mesure que le prix du pétrole classique se rapproche de celui obtenu par récupération tertiaire, les différences de prix refléteront la différence de qualité, c'est-à-dire le coût de l'amélioration. Le prix du pétrole obtenu par récupération tertiaire ne sera jamais inférieur au prix du pétrole classique de qualité semblable.

Tableau 2

DEDUCTIONS POUR EPUISEMENT ET PAIEMENTS INCITATIFS
A L'EXPLORATION ET A LA MISE EN VALEUR DU PETROLE ET DU GAZ

	Zones conventionnelles		Terres du Canada		Principaux projets assortis de prix incitatifs		
	Explo- ration	Mise en valeur	Explo- ration	Mise en valeur	Mise en valeur	Machinerie et équi- pement- Récupé- ration assistée	Equipe- ment Sables bitumi- neux
(En pourcentage des dépenses admissibles)							
Système actuel de déductions pour épuisement							
Particuliers et sociétés	33 1/3	33 1/3	33 1/3	33 1/3	33 1/3	50	33 1/3
Système proposé de paiements incitatifs et d'épuisement							
<i>Taux de l'épuisement pour les sociétés</i>							
1981	33 1/3	0	33 1/3	0	33 1/3	33 1/3	33 1/3
1982	20	0	33 1/3	0	33 1/3	33 1/3	33 1/3
1983	10	0	33 1/3	0	33 1/3	33 1/3	33 1/3
1984 et plus tard	0	0	33 1/3	0	33 1/3	33 1/3	33 1/3
<i>Taux de l'épuisement pour les particuliers</i>							
<i>Taux des paiements incitatifs</i>							
Pour particuliers et sociétés canadiennes à au moins 75 % * 1981 et plus tard	35	20	80	20	20	20	20
Pour sociétés canadiennes à 50-75 % *							
1981	0	0	35	0	0	0	0
1982	10	10	45	10	10	10	10
1983	10	10	45	10	10	10	10
1984	15	10	50	10	10	10	10
Sociétés canadiennes à moins de 50 %, 1981 et plus tard	0	0	25	0	0	0	0

* Pour avoir droit aux paiements incitatifs, les sociétés canadiennes à 50 % ou plus doivent aussi être sous contrôle canadien.

Une modification aux règles sur le taux de participation aux nouveaux paiements incitatifs a été annoncée le 16 février 1981.

Une nouvelle taxe sur les recettes provenant du pétrole et du gaz doit être imposée; la tarification équivaldrait dans un premier temps, à 8% des recettes d'exploitation nettes liées à la production de pétrole et de gaz, y compris les revenus des droits relatifs au pétrole et au gaz. Ne pourront être déduits les dépenses de prospection et d'exploitation, les dépenses pour amortissement, les redevances et les droits. Toutefois, les frais d'exploitation, y compris le coût des matières injectées dans un réservoir pour améliorer la récupération, seront des déduction admissibles. Cette taxe ne sera pas déductible aux fins de l'impôt sur le revenu et s'appliquera aux recettes d'exploitation nettes réalisées en 1981 et par la suite.

Une nouvelle taxe d'accise sur les produits liquides extraits du gaz et du gaz naturel équivalant à 30 cents par millier de pied cubes est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 1980 mais ne s'est appliquée aux ventes d'exportation qu'à partir du 1^{er} février 1981. Elle sera augmentée de 15 cents par millier de pieds cubes le 1^{er} juillet 1981, et du même montant le 1^{er} janvier 1982 et le 1^{er} janvier 1983. Le gaz réinjecté dans un réservoir naturel au Canada pour fins autres que le stockage ne serait pas assujetti à cette taxe. Par exemple, le gaz injecté dans un réservoir pour déplacer un banc miscible ne serait pas assujetti à cette taxe. Les produits liquides extraits du gaz naturel (l'éthane, le propane et le butane) seront taxés à leur sortie d'une installation de traitement ou de retraitement, au taux initial de 30 cents par millier de pieds cubes de gaz naturel. Cette taxe sera portée à 75 cents par millier de pieds cubes d'ici le 1^{er} janvier 1983. Une exemption visant les produits liquides extraits du gaz naturel et utilisés dans un projet d'injection de composés miscibles a été annoncée le 22 janvier 1981.

(2) Régimes fiscaux des provinces

Alberta

La production de pétrole appartenant à l'Alberta est assujettie à deux régimes de redevances; l'un vise l'"ancienne" production, l'autre la "nouvelle". Cette dernière, à l'égard de laquelle les redevances sont moins élevées, représente essentiellement la partie de la production d'un réservoir lancée après le début de 1974. La production supplémentaire dans le cadre d'un programme de récupération améliorée approuvé après le 1^{er} janvier 1974 fait partie de la nouvelle production.

Quand un programme de récupération améliorée est approuvé par l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta et que le ministre de l'Energie et des Ressources naturelles est convaincu que ses coûts de mise en oeuvre et d'exploitation dépassent ceux d'un programme de récupération par injection d'eau à l'égard du même réservoir ou gisement, une autre réduction de redevances peut être consentie sous les deux formes suivantes. Premièrement, un escompte peut être accordé pour le coût des liquides extraits du gaz naturel injectés dans un gisement, pour améliorer la récupération sous réserve d'un maximum mensuel de 5% de la redevance payable à l'égard du pétrole produit dans un mois donné. Deuxièmement, on peut déduire des recettes pétrolières nettes par ailleurs assujetties à la redevance, le coût des capitaux supplémentaires, le coût des matières injectées et autres coûts supplémentaires d'exploitation du projet de récupération améliorée; en outre une indemnité générale égale à 10% des coûts supplémentaires est accordée pour les frais généraux et les frais d'intérêt pendant la construction.

Saskatchewan

Le régime fiscal de la Saskatchewan comprend deux éléments: une redevance à l'égard du pétrole situé sur des terres de la Couronne, et un impôt sur les revenus de puits de pétrole à l'égard de

la production sur des terres de la Couronne et de la production sur des terres en propriété absolue.

La Saskatchewan distingue étalemment entre ancien et nouveau pétrole aux fins de l'établissement de la redevance payable à la Couronne. Le "pétrole supplémentaire" désigne le pétrole produit après 1973 dans le cadre d'un projet nouveau ou élargi de récupération par injection, de récupération thermique ou autre projet de récupération améliorée. Considéré comme du nouveau pétrole, il est assujéti à une redevance équivalant 70% de la redevance à l'égard du pétrole ancien.

Tous les revenus de puits de pétrole sont également assujéti à un impôt, à l'exception des revenus de droits des propriétaires d'aires de production de 1 280 acres ou moins. Cet impôt est actuellement de 59%. Le montant de la redevance versé à la Couronne est déduit de l'impôt sur les revenus de puits de pétrole par ailleurs payable. Plusieurs catégories de dépenses peuvent être déduites aux fins de l'établissement du revenu assujéti à l'impôt. On accorde par exemple "indemnité pour pétrole nouveau", qui est basée sur la proportion des recettes provenant de la production de nouveau pétrole par rapport aux recettes provenant de la production de toutes les sortes de pétrole, sous réserve d'un maximum de 30% du total des revenus de puits de pétrole. Cette déduction favorise l'accroissement de la production de nouveau pétrole.

Pour chaque baril de pétrole produit en Saskatchewan, un crédit de 0,80¢ est versé dans un compte de contributions pour dépenses approuvées. Et pour chaque dollar dépensé à l'égard d'activités admissibles, dont le forage de puits de récupération tertiaire, 0,75¢ sont prélevés sur le Fonds du Patrimoine de la Saskatchewan et remis à l'investisseur.

