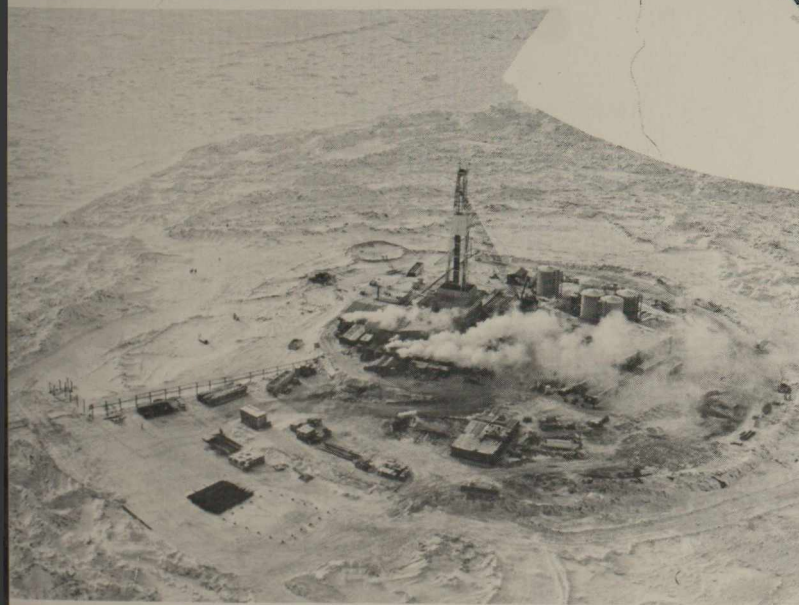




LE SÉNAT DU CANADA

SUR LA MÊME LONGUEUR D'ONDE

LE TRANSPORT DU PÉTROLE ET DU
GAZ NATUREL AU NORD DU 60° PARALLÈLE



RAPPORT DU
COMITÉ SPÉCIAL SUR
LE PIPE-LINE DU NORD
SOUS LA PRÉSIDENTIE
DE L'HONORABLE
EARL. A. HASTINGS

MARS 1983



Première session de la
trente-deuxième législature, 1980-1981-1982-1983

First Session
Thirty-second Parliament, 1980-81-82-83

SÉNAT DU CANADA

SENATE OF CANADA

*Délibérations du comité
spécial du Sénat sur le*

*Proceedings of the Special
Committee of the Senate on the*

Pipe-line du Nord

Northern Pipeline

Président:

L'honorable EARL A. HASTINGS

Chairman:

The Honourable EARL A. HASTINGS

Le mercredi 30 mars 1983

Wednesday, March 30, 1983

Fascicule n° 38

Issue No. 38

Vingt et unième fascicule concernant:

L'étude du transport offshore

Twenty-first Proceedings on:

Offshore Transportation Study

RAPPORT DU COMITÉ

intitulé:

Sur la même longueur d'onde

REPORT OF THE COMMITTEE

entitled:

Marching to the Beat of the Same Drum



Composition du Comité

L'honorable Earl A. Hastings, *président*

L'honorable Paul Lucier, *vice-président*

et

Les honorables sénateurs:

Adams, Willie

Austin, Jack

Balfour, James

Bielish, Martha P.

Bonnell, M. Lorne

Cottreau, Ernest G.

Doody, C. William

Guay, Joseph-Philippe

Kelly, William M.

Langlois, Léopold

Molgat, Gildas L.

Nurgitz, Nathan

Perrault, Raymond J.

Riley, Daniel

Sherwood, Cyril B.

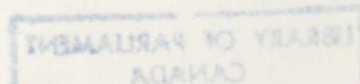
Thériault, L. Norbert

Yuzyk, Paul

Remarque: Les honorables sénateurs Charbonneau, Hays, Tremblay et Williams ont également, à différents moments, fait partie du Comité.

Le greffier du Comité

Timothy Ross Wilson



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, Approvisionnement et Services Canada, Hull, Québec, Canada K1A 0S9

ORDRE DE RENVOI

Extrait des procès-verbaux du Sénat, le 8 juillet 1981:

«L'honorable sénateur Balfour reprend le débat sur la motion de l'honorable sénateur Hastings, appuyé par l'honorable sénateur Cottreau, tendant à l'adoption du quatrième rapport du Comité spécial sur le pipe-line du Nord.

Après débat,
La motion, mise aux voix, est adoptée.»

Ce quatrième rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord contient la recommandation suivante (voir *Appendice aux Procès-verbaux du Sénat du 23 juin 1981, aux pages 13335-13338*):

«En conséquence, le Comité spécial recommande qu'on l'autorise à examiner et étudier le transport du pétrole et du gaz naturel au Canada, au nord du 60^e parallèle de latitude et toute autre question s'y rattachant, et à en faire rapport.»

ORDER OF REFERENCE

Extract from the Minutes of the Proceedings of the Senate, July 8, 1981:

“The Honourable Senator Balfour resumed the debate on the motion of the Honourable Senator Hastings, seconded by the Honourable Senator Cottreau, for the adoption of the Fourth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline.

After debate, and—
The question being put on the motion, it was—
Resolved in the affirmative.”

The above-mentioned Fourth Report of the Special Committee of the Senate on the Northern Pipeline contained the following recommendation (see *Appendix to the Minutes of the Proceedings of the Senate of June 23, 1981 at pages 13335-13338*):

“The Special Committee, therefore, recommends that it be authorized to examine, consider and report on the transportation of petroleum and natural gas in Canada, north of the 60th parallel of latitude and any matter related thereto.”

Le greffier du Sénat

Robert Fortier

Clerk of the Senate

PAGE COUVERTURE

Photos:

Plate-forme de forage, «ITIYOK»: *Imperial Oil Limited*

Brise-glace: *Dome Petroleum Limited*

Femme et enfant: Photothèque de l'Office national du film, Terry Pearce, photographe

Pipe-line: Photothèque de l'Office national du film, Crombie McNeill, photographe

SUR LA MÊME LONGUEUR D'ONDE

Le transport du pétrole et du gaz naturel au nord du 60^e parallèle

Rapport du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord

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

Le Comité a été autorisé, comme en témoignent les procès-verbaux du Sénat du 8 juillet 1981, à «examiner et étudier le transport du pétrole et du gaz naturel au Canada, au nord du 60^e parallèle de latitude et toute autre question s'y rapportant, et à faire rapport.»

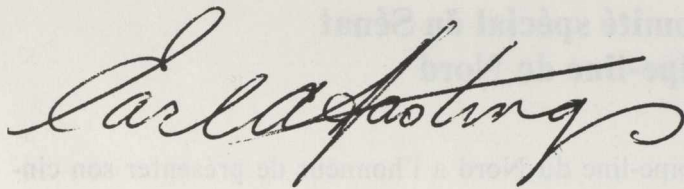
Conformément à son ordre de renvoi, le Comité a étudié les modes de transport proposés pour acheminer vers le Sud les hydrocarbures de la région de l'Arctique ainsi que les conséquences techniques, environnementales et sociales qui en découlent. Au cours de ses travaux, le Comité a découvert qu'il lui était impossible de dissocier le sujet du transport des hydrocarbures de celui de leur production. Même s'il n'a pas étudié cette dernière question dans ses moindres détails, il en fait ressortir dans son rapport les aspects ayant trait aux innovations techniques qui seront mises à l'essai dans les régions de la mer de Beaufort et du Grand Nord. Le Comité a notamment évalué les retombées régionales et industrielles de ces projets. Il a également examiné le processus décisionnel qui présidera au choix d'un mode de transport.

Comme on s'attend que la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie produise du pétrole d'ici la fin des années 80, le Comité a jugé qu'il convenait d'axer son rapport sur le transport des hydrocarbures de l'Arctique. Le problème du transport offshore se posera sans doute prochainement dans d'autres régions comme celle de la côte Est, mais le Comité estime qu'il faudrait y consacrer une étude distincte.

Dans le cadre de son mandat, le Comité a tenu vingt-trois audiences publiques à Ottawa (voir annexe «A» pour la date des séances et le nom des témoins). Il a aussi tenu des audiences publiques dans le Grand Nord et à Calgary où il a également eu des discussions officielles avec des groupes de résidents du Nord dont des groupes autochtones ainsi qu'avec des représentants de l'industrie pétrolière.

Ses visites d'installations industrielles et d'agglomérations de l'Arctique ont permis au Comité de mieux comprendre les multiples et complexes problèmes que pose le développement du Nord. Elles l'ont également aidé à se préparer pour ses audiences. Le Comité tient à remercier tous ceux qui ont comparu de l'aide précieuse qu'ils ont fournie.

Le Comité désire remercier tout particulièrement Mme Sonya Dakers, recherchiste de la Bibliothèque du Parlement, qui s'est très bien acquitté de la tâche qui lui avait été confiée d'approfondir le sujet à l'étude, d'analyser les mémoires soumis au Comité et de rédiger, sous sa direction, le présent rapport. Il convient également de souligner l'excellent travail effectué par M. Eric W. Innes, greffier du Comité pendant une partie de son étude; M. Innes, est aujourd'hui à la retraite au terme d'une longue carrière à «l'autre endroit» et au Sénat. Le Comité remercie aussi sincèrement son adjointe administrative, Mme Linda McGreevy, ainsi que son nouveau greffier, M. Timothy Ross Wilson, d'avoir veillé à ce qu'aucun problème d'ordre administratif ou technique ne nuise à la bonne marche de ses travaux.



L'honorable Earl A. Hastings
mars 1983

TABLE DES MATIÈRES

	Page
SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS	1
I. INTRODUCTION	9
II. LE DÉVELOPPEMENT DE L'ARCTIQUE	15
A. De la prospection à la production	15
1. La mise en valeur pétrolière de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie	15
2. Techniques innovatrices	22
3. Incidences sur les milieux physique et humain	25
B. Exploitation du gaz naturel dans les îles de l'Arctique	27
III. MODES DE TRANSPORT	33
A. Région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie	33
1. Pipe-lines	34
2. Navires-citernes	37
2.1 Navires-citernes brise-glace	37
2.2 Navires-citernes sous-marins	44
B. Îles de l'Arctique	45
C. Choix du mode de transport	48
IV. LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT PÉTROLIER DE L'ARCTIQUE	51
A. Région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie	51
1. Introduction	51
2. Retombées économiques nationales	52
3. Retombées régionales	57
4. Retombées dans le Nord	61
B. Les îles de l'Arctique	64
1. Retombées économiques nationales	64
2. Retombées régionales	66
3. Retombées dans le Nord	66
V. LE PROCESSUS RÉGLEMENTAIRE	69
A. Le processus actuel — commentaires	69
1. Le développement pétrolier et gazier	70
2. Le transport	73
3. La protection de l'environnement	74
4. L'approbation du cabinet	76
B. La coordination des exigences réglementaires	77
C. Les approbations conditionnelles	82
ANNEXE A: Liste des témoins	85
ANNEXE B: Liste des acronymes	91

SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS

Les ressources pétrolières offshore jouent un rôle de premier plan dans l'atteinte de l'autosuffisance pétrolière du Canada d'ici à 1990. Seules des politiques claires, une échelle définie de priorités, une bonne planification et une réglementation efficace permettront d'établir un calendrier de développement capable de satisfaire les aspirations régionales et nationales en ce domaine.

L'industrie se prépare à passer de la phase de prospection et de développement à celle de production dans ces régions. Pourtant, les priorités en matière d'exploitation des hydrocarbures offshore n'ont pas été fixées et on ne fait que commencer à élaborer les règles devant régir le transport du pétrole de l'Arctique vers les marchés du Sud.

Tant que le gouvernement fédéral n'aura pas clairement pris position sur la question du développement des ressources pétrolières, et n'aura pas adopté une politique ferme à ce chapitre, ni les industriels ni les fonctionnaires chargés d'énoncer les règlements ne pourront vraiment faire avancer ce dossier.

Plusieurs mesures spéciales doivent être prises pour éclaircir la situation sur le plan des politiques, et pour fournir aux industriels l'orientation indispensable sans laquelle ils ne sauraient agir dans l'intérêt du Canada.

Les modalités de gestion et de planification doivent être arrêtées de toute urgence avant la mise en oeuvre des projets de développement, afin d'éviter que des décisions irréversibles ne soient prises concernant la gestion des terres, des ressources et de l'environnement, et que les intérêts des habitants du Nord ne soient relégués au second plan. À défaut de planification, les projets de développement proposés par l'industrie risquent d'avoir, à long terme, des conséquences socio-économiques et environnementales néfastes et coûteuses.

Le Comité recommande:

Que le gouvernement fédéral formule le plus tôt possible en 1983 sa politique en matière de planification du développement de l'énergie du Nord, de l'affectation des terres, de la gestion environnementale, de la formation de la main-d'œuvre et du 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.

Les sociétés qui ont comparu devant le Comité ont avant tout cherché à démontrer qu'il n'y a plus d'obstacles techniques au développement de l'Arctique. À leur avis, l'état actuel des connaissances permet de résoudre n'importe lequel des problèmes que les conditions spéciales du Nord pourraient soulever.

Ce qui préoccupe principalement le Comité, c'est le prolongement imminent de la saison de forage à l'ensemble de l'année et l'introduction d'un nombre accru de techniques nouvelles et non éprouvées.

L'essai de nouvelles techniques, en effet, est particulièrement risqué dans le milieu arctique dont on connaît encore mal la capacité de réaction. L'éloignement et les conditions climatiques compliquent énormément la solution de tout problème.

Le Comité se félicite des progrès réalisés par l'industrie en ce domaine et estime qu'il faut continuer l'effort d'adaptation des techniques actuelles de construction et d'exploitation aux conditions polaires, pour en assurer la sécurité et la fiabilité. Le gouvernement fédéral doit avoir une compétence égale à celle de l'industrie s'il entend prévoir les problèmes que l'implantation de nouvelles techniques risquent de créer.

Le Comité recommande:

Que l'organisme du gouvernement fédéral qui sera chargé d'examiner les activités et la technologie qu'implique 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.

La tragédie de l'*Ocean Ranger*, au large des côtes de Terre-Neuve en février 1982, a semé dans l'esprit du public un doute concernant la capacité de la technologie pétrolière à relever le défi de circonstances exceptionnelles. Or, à chaque instant, l'Arctique pose des exigences hors de l'ordinaire. Il ne faut pas oublier l'élément humain: la sécurité des personnes oeuvrant au développement de l'Arctique doit être assurée.

Le Comité recommande:

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.

En dépit des précautions qu'il faudra prendre, l'utilisation de nouvelles technologies adaptées aux conditions de l'Arctique fournit aux industriels canadiens une excellente occasion d'accroître leur capacité de production.

Le Comité estime qu'il faut saisir cette occasion pour faire avancer la technique océanographique en eaux froides et apprendre à opérer dans ces régions éloignées.

Le Comité recommande:

Que le gouvernement et l'industrie accordent une grande priorité aux initiatives financières et aux projets de recherche visant la mise au point de tech-

niques expérimentales susceptibles de faire progresser le Canada dans le domaine de l'exploitation des mers froides.

De nombreuses activités marqueront simultanément le début des phases de construction et d'exploitation du pétrole dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie.

Quel que soit le mode de transport retenu, des problèmes d'utilisation des terres naîtront de l'exploitation offshore, des centres de croissance et des bases côtières, de leur raccordement aux réseaux routiers et des autres services et installations récréatives desservant une population accrue. Il faudra éviter que ces activités n'entrent en conflit avec la vocation actuelle des terres.

Le Comité est convaincu que le processus de planification, loin de se limiter à une simple répartition des terres en fonction de leur utilisation, doit être intégré à un plan régional d'ensemble permettant d'établir des objectifs globaux qui répondent aux préoccupations et aux aspirations des habitants de la région. Les retombées régionales éventuelles dépendront en effet en grande partie de la qualité de la planification relative à l'utilisation des terres.

Le Comité estime essentiel que l'administration des territoires, les organismes fédéraux concernés, les groupements autochtones et autres habitants du Nord intéressés, participent à la formulation de ce plan d'utilisation des terres de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Tant qu'on n'aura pas établi l'échelle des priorités en ce domaine, on ne saura pas à quelle activité il convient d'accorder la préséance. Et plus cette planification tarde à se concrétiser, plus s'amenuise la gamme de possibilités permettant d'atteindre les objectifs régionaux.

Le Comité recommande:

Que le gouvernement fédéral accélère le processus de planification régionale et que le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien instaure un mécanisme qui favorise la participation de représentants régionaux.

Le mode de transport est une des principales incertitudes entourant le projet de développement de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Les entreprises concernées estiment que le transport des hydrocarbures par navires-citernes, par pipe-lines à terre, ou par un système mixte, ne pose pas de problèmes techniques ni écologiques insurmontables. Dans des circonstances favorables, l'une ou l'autre de ces options serait économiquement viable. La rentabilité, l'écoulement du pétrole sur les marchés, la sécurité et la fiabilité: autant de facteurs qui auront un effet déterminant sur le choix.

Bien qu'il incombe principalement aux promoteurs d'assurer le déroulement sécuritaire des opérations dans les conditions arctiques, c'est au gouvernement fédéral qu'il revient de fournir les services essentiels d'aides à la navigation, de faire face aux urgences et de veiller à l'application des normes et des règlements pertinents.

Le Comité recommande:

Que tous les services maritimes de soutien, telles 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.

Les plans gouvernementaux d'intervention d'urgence en cas de déversement de pétrole sont en cours d'élaboration. Le Comité comprend les difficultés auxquelles se trouve confrontée la Garde côtière qui ne dispose pas des ressources financières et humaines lui permettant de s'acquitter de l'énorme tâche consistant à assurer les secours dans l'Arctique toute l'année. Le service de prévention de la pollution, pour important qu'il soit, n'est, il ne faut pas l'oublier, qu'une des facettes de son rôle de surveillance. Tout aussi important est son rôle de soutien dans les opérations de recherche et de sauvetage et les enquêtes sur les accidents maritimes.

Le Comité recommande:

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'aides à la navigation et de faire face aux urgences, afin que le gouvernement puisse, à n'importe quel moment de l'année, parer aux accidents survenant dans les eaux de l'Arctique.

Se fiant aux témoignages qu'il a entendus, le Comité conclut que dans des circonstances favorables, le transport des hydrocarbures ne présente pas de difficultés techniques ou écologiques insurmontables, qu'il soit effectué par navire-citerne ou par pipe-line. Mais aussi bien dans les îles de l'Arctique que dans la région de la mer de Beaufort, on peut invoquer de très bonnes raisons pour justifier la mise en oeuvre d'un projet plutôt modeste, susceptible de développement. Compte tenu des conditions du marché et d'autres incertitudes, le Comité favorise un mode de transport qui permettrait d'adapter le volume de la production au niveau des réserves prouvées et à la demande du marché, notamment du marché étranger.

En outre, le Comité approuve le plan de mise en valeur proposé par les promoteurs et qui vise à accroître progressivement le rythme de production et les moyens de transport.

Le Comité estime que les navires-citernes se prêtent mieux qu'un pipe-line à un développement progressif, puisqu'ils peuvent s'adapter à différents volumes de production; mais il considère qu'il sera probablement nécessaire de jumeler ces deux modes de transport.

Le Comité recommande:

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.

Des projets de l'envergure de ceux de la mer de Beaufort pourraient avoir un rôle de catalyseur sur la structure industrielle de notre pays. La forte demande de produits industriels qui résultera de ce projet est un défi lancé au secteur manufacturier canadien.

Le Comité recommande:

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 œuvre.

Les promoteurs attendent un certain nombre de retombées du développement de la région de la mer de Beaufort.

Mais pour éviter la dépendance à l'égard de sources d'approvisionnement externes, l'industrie canadienne devra répondre massivement aux nouvelles demandes que créeront les projets de transport des ressources du Nord.

Le développement de la région de la mer de Beaufort donnerait aux chantiers navals canadiens une occasion sans précédent d'accroître leur capacité de production, surtout si on choisissait de transporter le pétrole par navires-citernes.

Les chantiers existants doivent être modernisés et il faudra en construire au moins un nouveau pour être en mesure de satisfaire la forte demande des navires destinés au transport dans l'Arctique.

Le Comité recommande:

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.

La mise en valeur des ressources en hydrocarbures du Nord ne cause pas une joie sans mélange aux habitants de cette région. Bien que de nombreuses retombées résultent d'un développement contrôlé, on ne sait pas encore exactement le prix qu'il faudra payer sur le plan de la dégradation de l'environnement et de la modification des styles de vie.

N'ayant pas eu accès à une formation supérieure, les travailleurs du Nord sont souvent incapables de remplir les postes de professions spécialisées.

Les industriels se sont dits prêts à collaborer avec le gouvernement pour améliorer la compétence des résidents du Nord dans le cadre du Programme national de formation dans l'industrie.

Le Comité recommande:

Que le Programme national de formation dans l'industrie soit élargi afin que les résidents du Nord puissent recevoir la formation nécessaire pour participer aux grands projets d'exploitation des ressources dans l'Arctique.

Les commerçants du Nord sont également défavorisés puisqu'ils n'ont pas les compétences voulues pour offrir à l'industrie les biens et services sophistiqués dont elle a besoin. Le calendrier du développement et la répartition du travail sont parmi les principaux facteurs

susceptibles d'encourager ces commerçants à participer au développement de la région de la mer de Beaufort.

Le Comité recommande:

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 des retombées économiques.

Puisque les autres régions du Canada profiteront de l'exploitation des ressources dans le Nord, le Comité estime qu'il ne serait pas équitable que les Territoires du Nord n'aient pas également part au gâteau. Il faudrait, par exemple, trouver le moyen d'utiliser une partie de ces retombées pour créer des conditions économiques capables de stabiliser les sources de revenu.

Le Comité recommande:

Qu'une part définie des revenus provenant de la mise en valeur des hydrocarbures soit versée dans une sorte de fonds du patrimoine qui servirait de cousin économique et de fonds d'investissement destiné à promouvoir la diversification de la base économique du Nord.

Le Comité s'inquiète aussi des coûts sociaux du développement: hausse éventuelle des désordres sociaux et détérioration des services, attribuables à la présence temporaire d'une population étrangère et à l'assimilation de valeurs sociales nouvelles.

Le Comité recommande:

Que le gouvernement fédéral finance un plus grand nombre de programmes sociaux visant à développer l'infrastructure du Nord et à empêcher une détérioration éventuelle du milieu humain.

À l'origine, il suffisait d'une approbation du cabinet pour lancer un mégaprojet; aujourd'hui, le processus de prise de décision est devenu un vaste et complexe labyrinthe de procédures ministérielles et réglementaires.

Toute refonte en profondeur de la législation ou des exigences réglementaires en vue d'un redéploiement des responsabilités ne créerait, dans l'immédiat, qu'un goulet d'étranglement décisionnel. Et il ne faudrait pas attendre cette éventualité pour prendre des décisions sur les propositions actuelles; entre temps, cependant, on devrait pouvoir rationaliser certains aspects du processus actuel d'examen, de manière à réduire le chevauchement des responsabilités et à fournir aux industriels les réponses claires dont ils ont besoin. Il serait urgent que chaque ministère compare chacun des règlements à l'ensemble et se demande si les règlements anciens ne sont pas dépassés ou périmés.

Le Comité recommande:

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.

La clarification des objectifs de cette politique pourrait être confiée au Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources du Nord, qui a été établi pour servir de forum interministériel de coordination de la politique fédérale relative aux grands projets de développement des ressources dans le Nord. Ce comité est chargé d'examiner les projets d'exploitation des ressources et leurs incidences, et de faire des recommandations de politique aux ministres compétents. Bien qu'il existe effectivement sur papier, il n'a pas réussi, semble-t-il, à proposer un train de mesures permettant de planifier le cours des événements plutôt que de simplement y réagir.

Le Comité recommande:

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.

Le mode d'agir actuel du gouvernement fédéral ne favorise pas les échanges d'information entre certains ministères. L'appareil d'examen conduit à de nombreux chevauchements, notamment concernant les dimensions environnementales des projets. Le Comité estime qu'il est possible de tirer meilleur parti des renseignements existants et qu'il y a moyen d'intégrer chacun des examens à l'appareil de réglementation, tout en évitant les chevauchements.

Les projets n'ont pas tous la même importance nationale. La sévérité des contrôles devrait donc être mesurée par des considérations d'intérêt national.

Le Comité recommande:

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.

Par ailleurs, le Comité se préoccupe également du temps que les auteurs de règlements mettent pour s'acquitter de leur fonction d'étude. À son avis, les promoteurs ont, en toute équité, le droit de savoir combien de temps durera l'étude de leur projet. Chaque examen devrait donc être assorti d'un délai. Inversement, les promoteurs auraient à respecter ce délai et à fournir à temps la documentation nécessaire.

Le Comité recommande:

Que les promoteurs et le gouvernement effectuent les études requises dans des délais fixés à l'avance.

Même si le processus d'examen était simplifié et abrégé, il resterait très long; le Comité estime qu'il devrait y avoir moyen de franchir plus rapidement le labyrinthe des formalités et

de mieux coordonner les activités de réglementation. Avant d'autoriser un projet, le gouvernement doit rassembler conseils et avis sur tous ses aspects. Le requérant doit, de son côté, dresser la liste des conditions réglementaires à respecter dans le cas où son projet serait approuvé. Le rassemblement de toute cette masse de renseignements et de conseils est une opération complexe, coûteuse et longue, qui peut être indûment retardée si l'un quelconque des éléments d'information requis n'est pas accessible au bon moment.

Le Comité croit que le processus décisionnel va devenir de plus en plus complexe; cela justifie par conséquent la nomination d'un coordonnateur fédéral chargé d'aider les promoteurs à respecter les exigences réglementaires. Cependant, si le mandat de ce fonctionnaire n'était pas clair en ce qui concerne la supervision du projet, l'autre volet de son mandat, à savoir la coordination des activités prédécisionnelles du fédéral, pourrait en souffrir.

Le Comité recommande:

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.

Même si on améliore le système actuel de réglementation, l'industrie devra continuer à supporter le coût d'une foule de travaux techniques, avant que n'ait été clairement établi la conformité d'un investissement avec les priorités du gouvernement fédéral. On ne sait pas exactement quelle quantité d'informations sera exigée pour que le gouvernement soit en mesure d'approuver la mise en train d'un projet.

Le Comité est assez optimiste en ce qui concerne la possibilité de trouver comment permettre aux promoteurs des mégaprojets de ne fournir au gouvernement que les grandes lignes de leurs propositions, sans qu'ils aient à supporter les frais d'étude de design détaillé. Le Comité estime donc qu'une version modifiée de l'approbation conditionnelle pourrait trouver sa place au sein du processus réglementaire.

Le Comité recommande:

Que le cabinet donne son approbation conditionnelle aux grands projets énergétiques, dès qu'on aura précisé la nature des informations requises.

Chapitre 1

INTRODUCTION

L'objectif est de veiller à ce que... tous les intéressés soient sur la même longueur d'onde. Je pense qu'il importe que nous trouvions le moyen de l'atteindre... Nous assumerions tous nos responsabilités respectives, mais... quelqu'un saurait ce qui se passe et veillerait à ce que nous entendions. (M. J. Gérin, ministère de l'Environnement, fasc. 37:72-74, 16-9-1982)*

L'exploitation des ressources pétrolières des régions éloignées revêt une importance capitale dans la poursuite de l'objectif d'autosuffisance énergétique que s'est fixé le Canada pour 1990. Au cours des dix dernières années, l'industrie a approfondi sa connaissance des ressources de ces régions et a acquis le savoir-faire nécessaire à leur exploitation. Les opérations d'exploration dans le Nord ont permis aux sociétés pétrolières d'acquérir une expérience précieuse au plan de l'exploitation et de mettre au point des techniques nouvelles pour la conception et l'utilisation des îles artificielles, des techniques de forage en mer et à terre et des modes de transport.

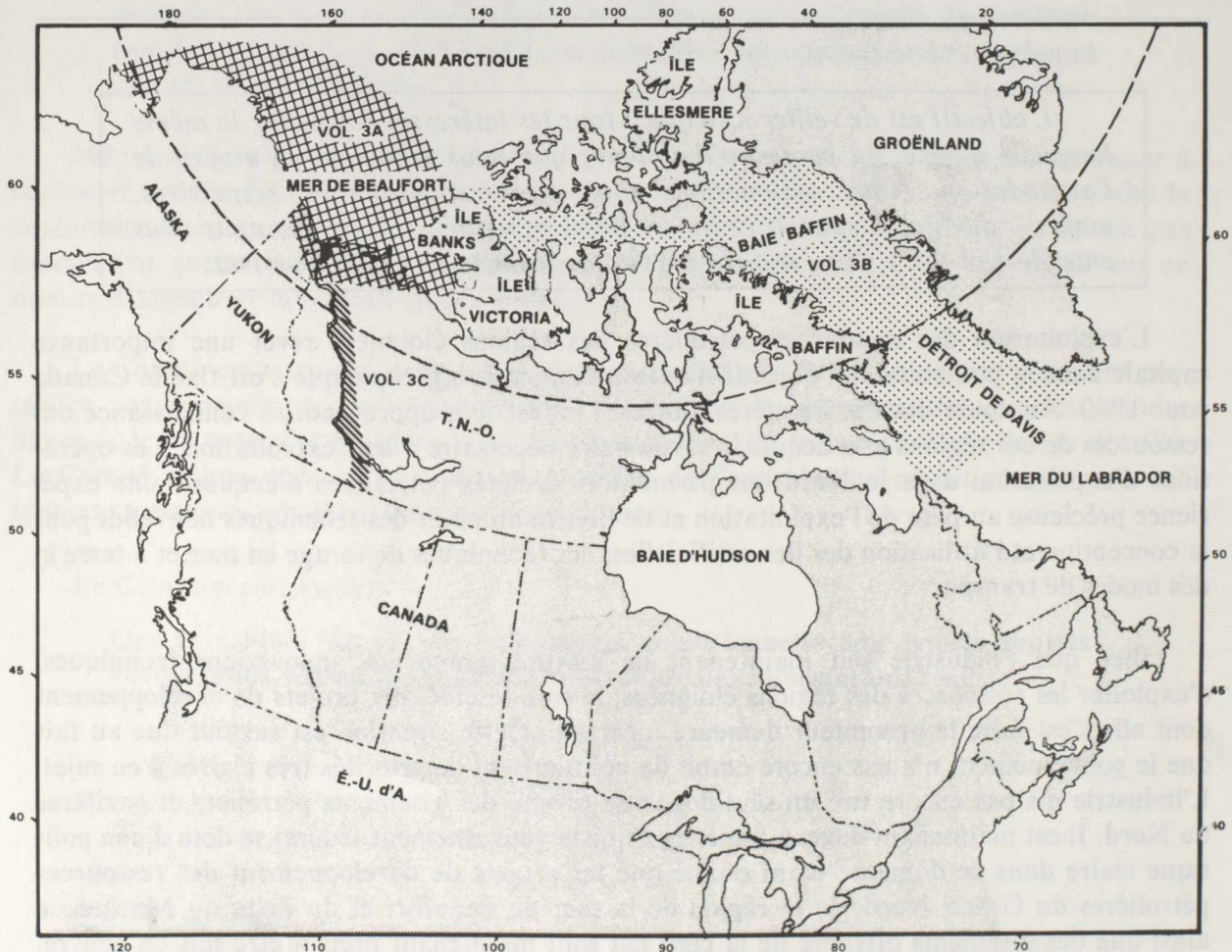
Bien que l'industrie soit maintenant en mesure, grâce aux innovations techniques, d'exploiter les ressources des régions éloignées, le sort réservé aux projets de développement dont elle s'est faite le promoteur demeure incertain. Cette situation est surtout due au fait que le gouvernement n'a pas encore établi de politiques ni de priorités très claires à ce sujet. L'industrie n'a pas encore tiré un seul dollar de revenu des gisements pétroliers et gazifères du Nord. Il est maintenant devenu impérieux que le gouvernement fédéral se dote d'une politique claire dans ce domaine étant donné que les projets de développement des ressources pétrolières du Grand Nord, de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que des gisements offshore de la côte Est sont maintenant prêts à être mis en oeuvre. Ainsi, le transport par navire-citerne du gaz naturel liquéfié (GNL) provenant des îles de l'Arctique sera sans doute possible d'ici la fin des années 80; en outre, les promoteurs de la mer de Beaufort estiment que la production et la livraison de pétrole de cette région seront

Nota: La traduction des citations peut avoir été révisée et différera, le cas échéant, de la traduction originale des délibérations du comité.

rentables et techniquement réalisables d'ici la fin des années 80 et le début des années 90; enfin, le gisement Hibernia devrait être productif vers la fin des années 80 si l'on peut surmonter les obstacles politiques, techniques et environnementaux à l'exploitation des ressources de cette région. Ce rapport portera sur le transport des ressources provenant de la région de l'Arctique étant donné que l'importance du gisement offshore Hibernia exige qu'on lui consacre une étude distincte (Figure 1).

FIGURE 1: Région de l'Arctique

Les parties hachurées représentent les régions telles qu'elles sont divisées dans l'Énoncé des incidences environnementales présenté par les promoteurs.



Source: *Environmental Impact Statement for Hydrocarbon Development in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta Region* (Énoncé d'incidences environnementales pour la mise en valeur des ressources en hydrocarbures de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie), *Dome Petroleum Limited, Esso Resources Canada Limited et Gulf Canada Resources Incorporated*, 1982, vol. 2, p. 3.16 (ci-après: *Hydrocarbon Development*).

Le rapport comporte quatre parties. Les recommandations du Comité, qui sont intercalées dans le texte, ont été regroupées au début de celui-ci.

La première partie porte sur le projet proposé par les sociétés présentes dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie et dans les îles de l'Arctique. Il n'incombe pas au Comité d'exposer et d'évaluer tous les aspects techniques ainsi que toutes les conséquences de ces projets. Cette tâche revient à juste titre aux organismes gouvernementaux compétents. C'est pourquoi le rapport ne traitera pas de questions telles que la rentabilité de chacun des modes de transport proposés, sujet qui a fait l'objet en 1982 d'une étude parrainée par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (ÉMR) et le ministère des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien (MAINC). Le Comité a plutôt décidé d'axer son étude sur les principaux points soulevés lors de ses audiences, ce qui explique qu'il soit question dans ce rapport des nouvelles techniques que les promoteurs se proposent de mettre en oeuvre dans la région de la mer de Beaufort.

Toute une partie du rapport est consacrée à l'étude des modes de transport proposés. Le Comité estime que le choix en sera dicté par le rythme et l'ampleur du développement souhaité. Il est aussi convaincu que ces deux facteurs détermineront les avantages et les inconvénients que la mise en oeuvre de mégaprojets dans le Nord présentera pour les habitants de cette région, c'est-à-dire ceux qui sont les plus directement touchés.

Il est difficile d'établir quel est le meilleur moment pour entreprendre des projets d'exploitation des ressources. La planification est donc essentielle pour éviter les cycles d'emballement et de dépression souvent liés aux mégaprojets. (L'hon. H.A. (Bud) Olson, ministre d'État au Développement économique, fasc. 16:9, 9-2-1982)

Les représentants de l'industrie et des gouvernements ainsi que les résidents du Nord ont tous insisté sur cette question durant les audiences du Comité. L'industrie s'inquiète de l'accueil que le gouvernement réservera à ses projets ainsi que de la lenteur des autorités gouvernementales à prendre position sur le sujet. Les représentants gouvernementaux doivent étudier tous les aspects de ces propositions et recommander dans les plus brefs délais une réglementation permettant d'en limiter au minimum les conséquences négatives. Certains habitants du Nord s'interrogent sur les risques que présente l'utilisation de ces nouvelles techniques pour l'environnement et les ressources qui ont assuré leur subsistance dans le passé. D'autres veulent savoir si la mise en valeur des ressources pétrolières se traduira par la création d'emplois et le développement des industries du Nord.

La collaboration de tous les intéressés, c'est-à-dire de l'industrie, des gouvernements, des groupes de pression et des résidents du Nord est essentielle pour assurer un développement sensé et responsable du Nord. Cet objectif n'est réalisable qu'avec la participation des habitants de cette région. Un dialogue suivi doit donc s'établir entre toutes les parties. Les personnes avec lesquelles le Comité a discuté lors de ses audiences et de ses visites l'ont convaincu que les résidents du Nord s'attendent à jouer un rôle plus important dans le développement des ressources de leur région et désirent que ce développement leur profite et non leur nuise.

...la mise en valeur du gaz et du pétrole dans la mer de Beaufort devrait profiter aux résidants du Nord et les gouvernements des territoires et des collectivités devraient participer au processus décisionnel afin de s'en assurer. (M. T. Zubko, Comité consultatif des résidants de la mer de Beaufort, fasc. 34:38, 9-9-1982)

Le Comité est heureux que les gouvernements territoriaux et les résidants du Nord s'intéressent maintenant de plus en plus aux questions touchant la mise en valeur des ressources énergétiques du Nord et le Comité se prononce en faveur de cette mise en valeur si elle peut s'effectuer à un rythme qui permette à la région d'en tirer le maximum d'avantages. Dans la troisième partie de son rapport, le Comité étudie ce que l'exploitation des ressources pétrolières de l'Arctique peut apporter à la région et au pays.

Pour s'assurer que cette exploitation s'effectue bien à un rythme approprié, il importe qu'elle soit convenablement planifiée et réglementée et qu'elle traduise une politique et des priorités bien établies. La dernière partie du rapport évalue dans quelle mesure le gouvernement fédéral est prêt à faire face à ses responsabilités dans ce domaine.

L'industrie se prépare à passer de la phase de l'exploration à la phase de production dans les régions éloignées. Or, le gouvernement n'a pas établi de priorités très claires quant au développement des hydrocarbures de ces régions et n'a pas encore arrêté toutes les règles en vertu desquelles ces ressources seront acheminées vers les marchés. Dans ces circonstances, les industriels et les responsables de la réglementation ne peuvent donc qu'attendre que le gouvernement fédéral fasse connaître clairement ses intentions.

L'un des problèmes dont nous nous plaignons depuis longtemps vient de ce que le gouvernement n'ait pas adopté de politique ferme. Ainsi, on ne nous a jamais dit que le projet d'exploitation des ressources pétrolières de la mer de Beaufort comportera un volet de production et un volet de transport. En effet, il s'agit plutôt, à ce stade, de décider de la politique nationale. (M. T. Zubko, Comité consultatif des résidants de la mer de Beaufort, fasc. 34:40, 9-9-82)

Le Programme énergétique national publié en 1980 visait à établir une politique fédérale cohérente de développement des ressources des régions éloignées. L'année suivante, la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* établissait les règles de gestion s'appliquant aux projets d'exploitation des ressources pétrolières et gazifères des terres du Canada.

Quand je dis que nous avons besoin d'un mandat, je veux dire que nous devrions avoir une entente en plus d'une politique nationale du pétrole, qui préciserait que le gouvernement souhaite qu'on lance un programme le plus tôt possible. (M. C.R. Hetherington, Panarctic, fasc. 28:46, 9-6-1982)

En juin 1982, le gouvernement fédéral exposait sa stratégie de planification de sa politique en matière de développement des ressources de l'Arctique. Cette stratégie prévoit le développement par étapes de ces ressources. Le taux de production serait d'abord fixé en fonction des réserves prouvées et augmenterait progressivement à mesure de la croissance de

celles-ci. Le projet du pipe-line de Norman Wells ainsi que le projet pilote de l'Arctique constituent des exemples de cette approche. La mise en oeuvre de divers projets pilotes est également possible dans la mer de Beaufort.

Par ailleurs, la recherche sur tous les aspects de l'utilisation d'un mode de transport sera intensifiée au cours des prochaines années afin que le gouvernement soit en mesure de prendre une décision éclairée à cet égard.

Même si le gouvernement a posé les premiers jalons de sa politique de mise en valeur des ressources du Nord dans le Programme énergétique national et la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, il n'en demeure pas moins que certaines décisions ne peuvent plus être remises à plus tard. À l'heure actuelle, les promoteurs et les résidents de la région ignorent toujours les objectifs prioritaires du gouvernement parce qu'il ne s'est pas encore doté d'une politique assurant un développement planifié et contrôlé.

Il lui faut préciser quelles sont ses exigences notamment au plan de la formation de la main-d'oeuvre, du développement de l'infrastructure, de la gestion environnementale, de l'approvisionnement en énergie du Nord, de la planification régionale et de l'utilisation des terres. Il importe de dissiper toute incertitude au sujet de ces aspects du développement si l'on veut protéger les intérêts du Canada.

Le Comité estime que les modalités de gestion et de planification doivent être arrêtées de toute urgence avant la mise en oeuvre des projets de développement afin d'éviter que des décisions irréversibles soient prises quant à la gestion des terres, des ressources et de l'environnement et que les intérêts des habitants du Nord soient relégués au second plan. Les questions touchant le développement constitutionnel de la région ainsi que les revendications territoriales toujours en suspens doivent être réglées. Le développement du Nord est inévitable, ce qui ne veut pas dire que tous les moyens soient bons pour y parvenir. À défaut d'une planification soignée, les projets de développement proposés par l'industrie risquent d'entraîner à long terme des conséquences socio-économiques et environnementales néfastes et coûteuses.

Le Comité recommande donc:

Que le gouvernement fédéral formule le plus tôt possible en 1983 sa politique en matière de planification du développement de l'énergie du Nord, de l'affectation des terres, de la gestion environnementale, de la formation de la main-d'oeuvre et du 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.

En optant pour un développement par étapes, le gouvernement fédéral se donnerait le temps de prendre des décisions éclairées et d'adopter les règlements qui s'imposent. Néanmoins, compte tenu du délai de dix ans requis pour passer de l'étape de l'exploration à celle de la production, tout retard dû au processus réglementaire est coûteux. Or, ce processus peut prendre plusieurs années selon l'importance du projet visé et l'avancement des connaissances sur le sujet. Le gouvernement doit être en mesure, grâce à cette information, d'évaluer

les questions-clés et d'établir si ces projets présentent plus d'avantages que d'inconvénients pour la région et le pays. La complexité du processus réglementaire ainsi que le chevauchement des compétences dans ce domaine empêchent le gouvernement de mettre à profit l'information qu'il possède pour exercer une influence sur la conception des projets; il se prive pourtant ainsi du principal moyen dont il dispose pour contrôler les conséquences néfastes de ces projets et maximiser leurs avantages. À moins de changements, le développement du Nord sera sans doute moins profitable qu'il n'aurait pu l'être pour la région et pour le pays. La recherche et la planification doivent permettre au gouvernement fédéral de prendre des décisions éclairées en temps voulu. Si ce n'est pas le cas, l'industrie continuera à perdre un temps précieux à se demander si les projets proposés sont acceptables au gouvernement.

Enfin, on peut se demander si l'industrie et le gouvernement sont bien «sur la même longueur d'onde»? Advenant le contraire, le Canada risque fort de ne pas atteindre l'autosuffisance énergétique d'ici 1990 et de devoir renoncer, faute d'avoir pris les décisions qui convenaient au bon moment, aux avantages pouvant découler de la mise en valeur des ressources pétrolières du Nord.

En analysant les obstacles qui peuvent entraver la collaboration entre le gouvernement et l'industrie, le Comité espère favoriser le dialogue sur lequel doit se fonder toute prise de décision éclairée lorsqu'il est question de projets de cette envergure.

Chapitre 2

Le développement de l'Arctique

A. La mise en valeur pétrolière de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

Les régions frontalières dont il est question actuellement présentent des défis considérables. Nous sommes d'avis que tant du point de vue environnemental, opérationnel, logistique que technique, ces régions présentent un défi que nous pouvons relever . . . notre industrie possède les connaissances techniques nécessaires à la découverte, à l'exploitation et au transport de ces ressources vers les marchés. (M. D. Motyka, Gulf, fasc. 20:5, 23-3-1982)

1. De la prospection à la production

Bien que l'Office national de l'énergie (ONÉ) n'ait été saisi d'aucune proposition officielle, les trois principales sociétés pétrolières actives dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ont soumis conjointement, en 1982, au Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales, un projet de production et de transport du pétrole (et du gaz) provenant de cette région. En s'unissant pour présenter au gouvernement fédéral un Énoncé d'incidences environnementales (ÉIE), les sociétés *Dome Petroleum Limited* (Dome), *Esso Resources Canada Limited* (Esso) et *Gulf Ressources Canada Inc.* (Gulf) innovaient sur le plan de la réglementation puisque d'habitude chaque société dépose son propre plan.

Leur projet cadre bien avec l'approche graduelle préconisée par le gouvernement fédéral puisque le plan de développement prévoit une réalisation par étapes. De 1982 à 1987, on continuerait à délimiter les réserves pétrolières excédant le niveau actuel de 159 millions de mètres cubes (un milliard de barils); on assemblerait les moyens de production, installerait des pipe-lines sous-marins et des réseaux de collecte, et trouverait comment acheminer le pétrole vers le Sud. Cette infrastructure conditionne en effet l'exploitation du pétrole et son écoulement sur le marché. De tous ces volets, c'est le choix du mode de transport qui est la principale incertitude à laquelle Dome, Esso et Gulf sont confrontées: il est donc crucial que le gouvernement se décide rapidement à ce sujet. Dome et Gulf semblent préférer le transport par mer, tandis qu'Esso a proposé d'installer dans la mer de Beaufort un pipe-line expérimental qui serait raccordé à celui de Norman Wells.

La deuxième étape du plan de développement couvrant les années 1987 à 2000 serait celle de la production du pétrole à long terme. D'ici à 1987, on s'attend qu'un ou deux champs pétroliers de cette région soient exploités. Plusieurs rythmes de production ont été envisagés. Bien qu'un développement accéléré permette d'atteindre une production de 79 000 mètres cubes (500 000 barils) d'ici à 1990 et de 188 000 mètres cubes (1,2 million de barils) d'ici l'an 2000, ce scénario est peu probable en raison des contraintes économiques et des problèmes logistiques. Les promoteurs estiment, avec plus de réalisme, qu'en 1987 la production pourrait atteindre environ 5 720 mètres cubes (38 000 barils) par jour (ce qui corres-

Tableau 1
État du développement en 1987: Rythme de production moyen

EXPLORATION	
Navires de forage	4
Navires permettant de prolonger la saison de forage	4
Systèmes de forage à caissons	3
Puits d'exploration forés en 1987	8
CONSTRUCTION	
Dragues classiques	7
Dragues arctiques	1
Pontons-grues	3
Pose de conduites	1
Barges d'habitation	3
PRODUCTION	
Îles de production	4
Atoll de production et de chargement arctique (APCA)	1
TRANSPORT	
Pétroliers arctiques	1
Petit pipe-line	1
SERVICE DE SOUTIEN	
Brise-glace	16
Ravitailleurs	16
Autres navires	36
Hélicoptères	14
Avions à long rayon d'action	4
Avions ADAC	9
PERSONNEL	
Employés sur place	3800

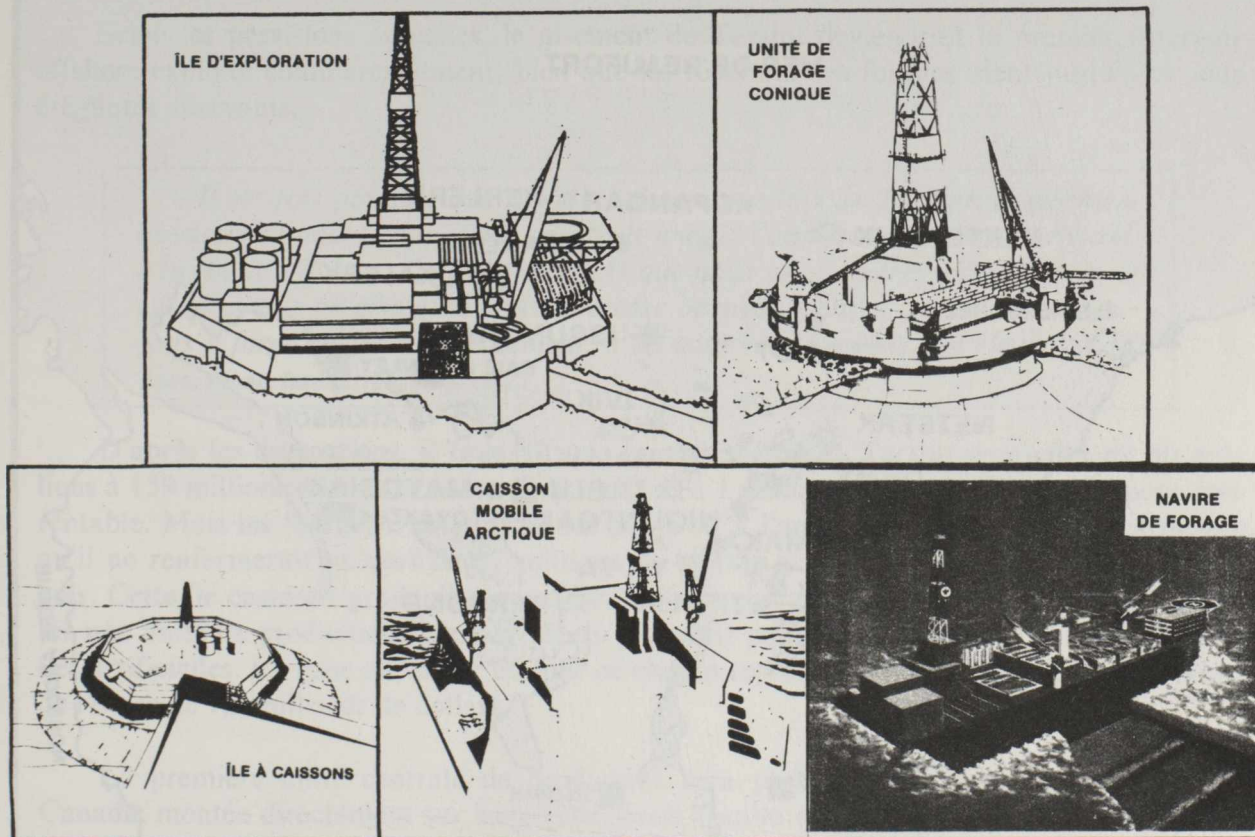
Nota: Des trois scénarios de production envisagés dans l'Énoncé d'incidences environnementales (ÉIE), le scénario intermédiaire est considéré comme le plus probable par les promoteurs

Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 1, sommaire, 1982, p. 1.12.

pond à leur rythme de production moyen ou deuxième scénario), pour s'élever à 43 000 mètres cubes (270 000 barils) d'ici à 1990 et à 122 000 mètres cubes (770 000 barils) d'ici à l'an 2000. Le Tableau 1 quantifie l'infrastructure de développement à mettre en place pour atteindre ce niveau initial de production. L'importance des réserves prouvées, le respect du calendrier de construction et les délais d'approbations réglementaires: autant de facteurs susceptibles d'influer sur la rapidité de ce développement.

De 1982 à 1987, comme nous l'avons mentionné, le plan de prospection et de forage donne la priorité à la délimitation des réserves. On sait aujourd'hui s'adapter aux conditions spéciales de l'Arctique, notamment à la présence du pergélisol et de la calotte glacière, l'outillage conventionnel et les techniques de forage. Le progrès des techniques depuis dix ans facilitera le passage de la prospection à la production, prévu pour 1987. Sur terre, le forage s'effectue depuis des coussins de gravier qui empêchent la dégradation du pergélisol. En mer, le forage s'effectue depuis des îles artificielles édifiées sur le fonds de l'océan ou à partir de plate-formes de forage, dont certaines sont des navires (Figure 2).

Figure 2: Plate-formes de forage

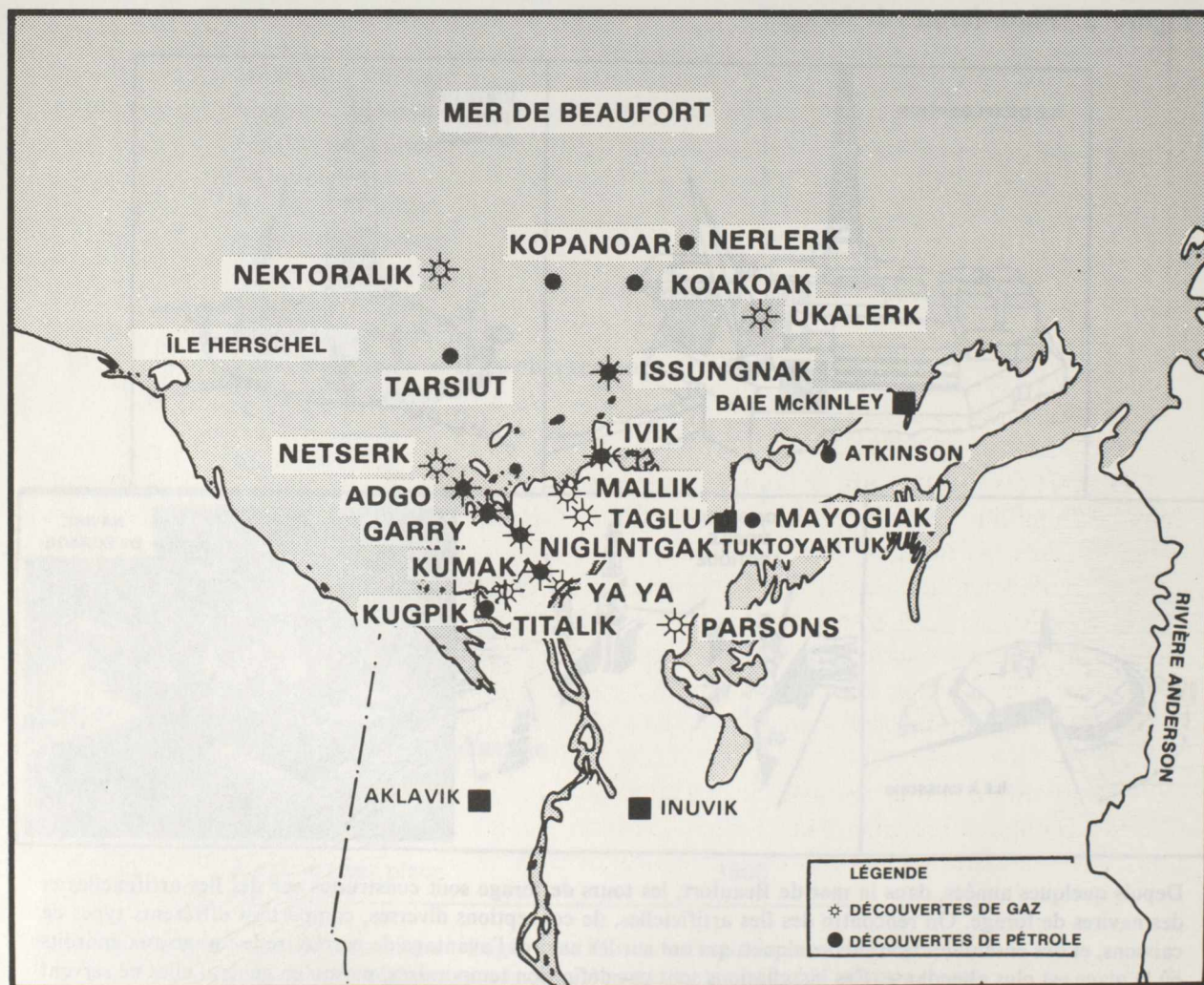


Depuis quelques années, dans la mer de Beaufort, les tours de forage sont construites sur des îles artificielles et des navires de forage. On rencontre des îles artificielles, de conceptions diverses, comportant différents types de caissons, et des ensembles flottants coniques, qui ont sur les navires l'avantage de permettre le forage aux endroits où la glace est plus abondante. Ces installations sont par définition temporaires, puisqu'en général elles ne servent qu'à forer un seul puits et sont ensuite déplacées vers un autre site.

Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 2, 1982, p. 3.11.

En eaux profondes, en effet, on recourt depuis 1976 à des navires de forage; il y en a actuellement quatre en service environ 110 jours par an. Au moment du dépôt de l'ÉIE en 1982, quinze puits avaient été forés à l'aide de ces navires, à des profondeurs variant de 23 à 68 mètres; quatre découvertes pétrolières avaient été signalées: Nektoralik en 1977, Kopanoar en 1979, Tarsiut en 1980 et Koakoak en 1981; et deux découvertes de gaz: Nektoralik et Ukalerk, toutes deux en 1977 (Figure 3). En 1983, lorsque la société Gulf aura intégré à son programme de forage dans la mer de Beaufort son unité de forage conique en eaux profondes, qui représente une nouvelle génération de systèmes de prospection, la saison d'exploration pourra durer jusqu'à six mois au moins. La coque polygonale de cette plate-forme de forage fait dévier la glace.

Figures 3: Emplacement des découvertes de pétrole et de gaz dans la région de la mer de Beaufort et du delta du MacKenzie



Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 1, résumé, p. 2.1.

Dans les eaux moins profondes, le forage s'effectue à partir d'îles artificielles faites de sable et de gravier. De 1973 à 1982, on a construit 21 de ces îles qui ont permis le forage de 23 puits. Résultat: découvertes de pétrole à Adgo en 1973, à Garry en 1976 et à Issungnak en 1980, et découvertes de gaz à Netserk en 1976 et à Isserk en 1978. Comme on souhaitait disposer d'îles plate-formes permanentes convenant mieux à l'étape de production, on s'est mis à utiliser des caissons en acier ou en béton pour retenir les matières draguées et protéger les appareils de forage de la glace, du vent et des vagues. En 1981, on terminait la construction de Tarsiut, première île à caissons dans les eaux arctiques. Par 22 mètres de fond, il était tout indiqué d'utiliser des caissons de béton. La construction de cette île n'a nécessité qu'un tiers du gravier et du sable normalement requis pour les îles artificielles conventionnelles. Autre avantage par rapport à celles-ci, la manoeuvrabilité de la plate-forme qui peut être déplacée d'un site à un autre.

Tarsiut sert en outre de laboratoire de recherches sur la pression de la glace autour de l'île. Les données rassemblées seront mises à profit dans le design des installations de production futures à proximité d'Uviluk et de Koakoak. On étudie également la possibilité de construire une sorte de cône en forme de sablier, dont la structure en acier et en béton serait à l'épreuve de la glace.

Selon les prévisions actuelles, le gisement de Tarsiut deviendrait le premier réservoir offshore exploité commercialement, bien que les résultats des forages aient jusqu'à ce jour été plutôt décevants.

Il est fort possible que la viabilité commerciale de Tarsiut, le gisement au-dessus duquel nous avons construit une île l'an dernier, puisse être établi à la fin de 1982 . . . J'ajoute toutefois que nous sommes très optimistes à cet égard et que ce gisement nous intéresse beaucoup parce que . . . nous pouvons y forer des puits rapidement, à un coût relativement peu élevé. (M. M. Todd, Dome, fasc. 21:11, 31-3-1982)

D'après les estimations, il faudrait que le seul champ de Tarsiut contienne de 80 millions à 159 millions de mètres cubes (500 millions à 1 milliard) de barils de pétrole pour être rentable. Mais les forages d'essai effectués par Gulf à l'automne de 1982 donnent à penser qu'il ne renfermerait qu'environ 57 millions de mètres cubes (350 millions de barils) d'or noir. Cette île cesserait graduellement d'être utilisée comme base de prospection pour devenir une unité de production. L'ensemble du gisement pourrait être exploité à l'aide de cinq îles artificielles. La mise en valeur de tout ce champ représentait en 1982 un coût en capital de l'ordre de 7,3 milliards de dollars.

La première unité centrale de production sera probablement construite au Sud du Canada: montée directement sur barge elle serait ensuite remorquée jusqu'à l'île de production. Son installation pourrait être terminée d'ici à 1986. D'autres unités de production seraient installées au fur et à mesure de l'achèvement des îles. La formule privilégiée est celle de l'atoll de production et de chargement arctique (APCA), autre application prometteuse de la technique des îles à caissons. On trouverait sur cet atoll des installations permanentes de production et d'entreposage du pétrole brut, ainsi que de l'outillage pour traiter le pétrole et le charger dans des pétroliers arctiques; ces installations auraient une capacité de 110 000 mètres cubes (700 000 barils) par jour, production qui devrait être atteinte d'ici 1998. Une

île permanente envelopperait graduellement l'île d'exploration, permettant l'aménagement d'un bassin de mouillage et d'installations de stockage. Une fois ces aménagements permanents parachevés, l'île pourrait demeurer en service toute l'année. Au rythme de production moyen, 25 plate-formes de production en mer auront été construites entre 1987 et l'an 2 000; dans le scénario de production accélérée, il y en aurait 31. Sur l'atoll, l'hydrocarbure serait amené à la tête des puits; le produit de cette récupération serait d'abord soumis aux méthodes conventionnelles de séparation du pétrole, du gaz et de l'eau puis au traitement final en vue du chargement. S'il est transporté par des pétroliers arctiques, il faudra prévoir sur l'APCA des réservoirs d'entreposage de 500 000 mètres cubes (3,2 millions de barils), soit environ deux fois le tonnage des pétroliers. Dans le cas de transport par pipe-line terrestre, le parc de réservoirs serait situé sur terre ferme au terminal nord du pipe-line.

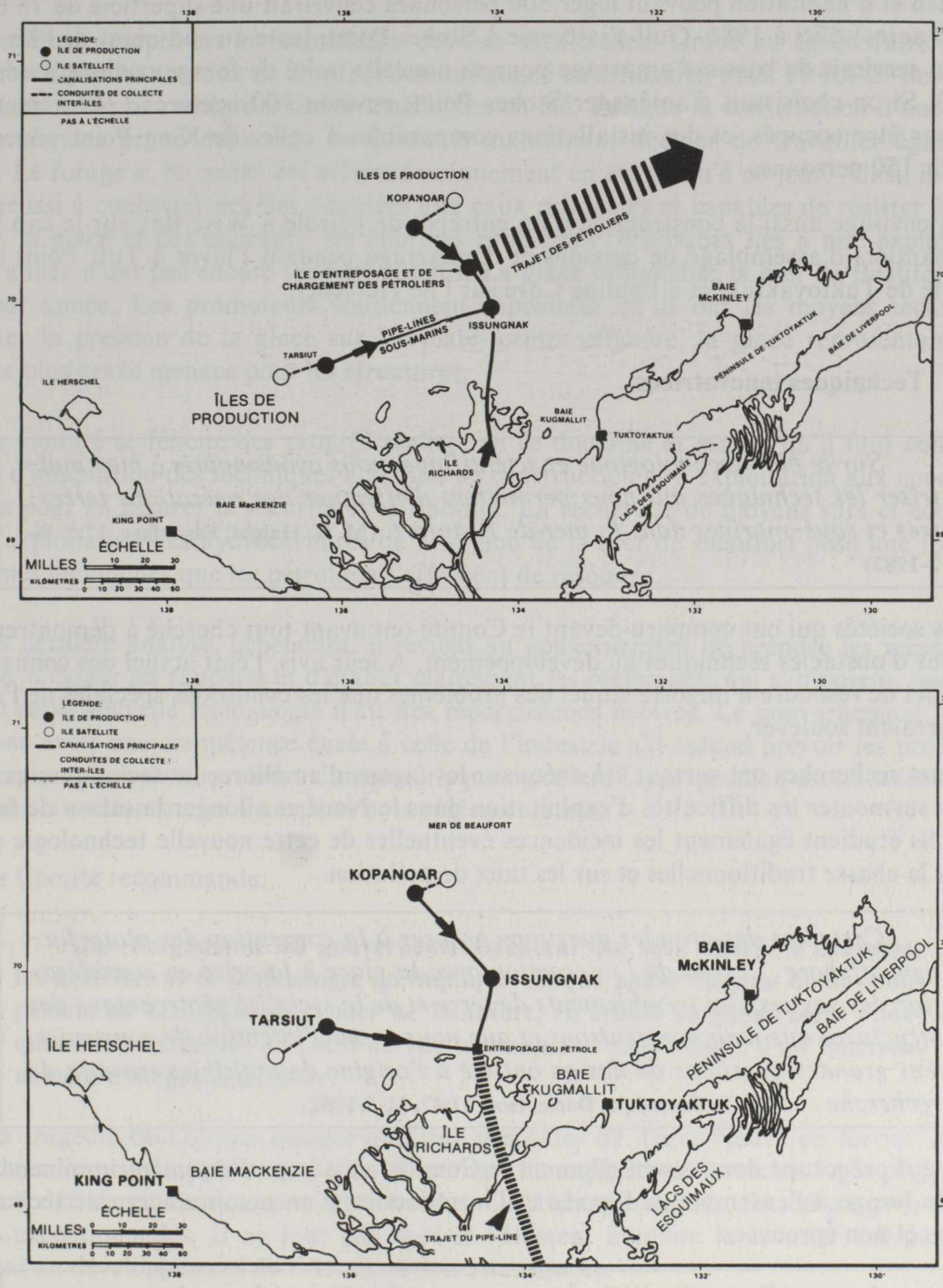
Le projet de développement des ressources pétrolières de cette région entraîne la pose d'environ 375 kilomètres de conduites de collecte et de pipe-lines sous-marins de petit et moyen diamètres (Figure 4). On recourrait à des pipe-lines sous-marins pour acheminer le pétrole produit sur des îles satellites vers les îles de production centrales en vue du traitement final. Des réseaux de conduites de collecte sous-marins seraient également utilisés pour acheminer le pétrole vers un terminal de chargement des pétroliers ou un parc de réservoirs au terminal nord du pipe-line, selon le mode de transport choisi. Sur terre, les systèmes de collecte seront des pipe-lines enterrés de petit diamètre.

Ces travaux provoqueront, par ricochet, l'installation de bases côtières où seront entreposés le matériel de forage, les matériaux de construction et l'outillage de production. C'est également là que seront érigées les installations destinées au personnel et qui serviront de centre administratif des activités industrielles. Les installations de Dome aux abords de Tuktoyaktuk logent actuellement 360 personnes; on prévoit qu'elles seront agrandies de 19 hectares (47 acres) à 40 hectares (99 acres) d'ici à 1986, mais sans augmentation prévisible des membres du personnel. La base actuelle de 42 hectares (104 acres) d'Esso, sise à l'est du port de Tuktoyaktuk, sera agrandie au cours des prochaines années de manière à pouvoir accueillir 200 personnes. La base en construction de Gulf pourra, de son côté, loger 200 personnes. Tuktoyaktuk demeurera la première base d'approvisionnement aérien, du moins tant que la côte Nord du Yukon n'aura pas été aménagée. Ces chiffres sur le personnel laissent prévoir un manque de logements à Tuktoyaktuk, aussi longtemps que d'autres bases côtières n'auront pas été aménagées.

On ne pourra songer à des installations permanentes à la baie McKinley d'ici à 1987 que si les forages en cours, notamment à Tarsiut, permettent d'atteindre le rythme de production moyen. Cette base servirait de centre d'approvisionnement et de ravitaillement et pourrait accueillir jusqu'à 500 employés. On projette de construire un quai de 400 mètres et, d'ici à 1987, l'île artificielle et le port actuel, ainsi que leurs dépendances, couvriraient 150 hectares (371 acres), dont 25 hectares (62 acres) seraient occupés par des installations permanentes.

On prévoit aussi l'implantation d'autres bases le long de la côte du Yukon. Deux de ces bases, sises à King Point et à Stokes Point, sont dans un parc national. Ces deux emplacements sont intéressants à cause de la proximité de carrières et de la possibilité d'aménager un port en eaux profondes, port qui serait opérationnel toute l'année. Ils ne sont pas très éloignés de plusieurs chantiers de développement offshore, et sont accessibles par chalands en été ou

Figure 4: Réseau de collecte sous-marin et bases terrestres



La carte supérieure illustre le réseau de collecte dans l'éventualité d'un transport par pétroliers. La carte inférieure illustre une autre possibilité si le transport s'effectuait par pipe-line terrestre.

Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 1, 1982, p. 1.19.

par routes en hiver. Un seul de ces deux emplacements serait appelé à devenir une grande base côtière. Si on choisissait King Point dans la baie Mackenzie, l'ensemble des installations de soutien et d'habitation pouvant loger 500 personnes couvrirait une superficie de 75 hectares (185 acres) d'ici à 1986. Gulf s'intéresse à Stokes Point, juste au sud-ouest de l'île Herschel, qui servirait de bassin d'amarrage pour sa nouvelle unité de forage conique à compter de 1983. Si on choisissait d'aménager Stokes Point, environ 100 hectares (247 acres) finiraient par être occupés, et des installations comparables à celles de King Point pourraient accueillir 150 personnes.

On envisage aussi la construction d'un entrepôt de pétrole à Wise Bay sur le cap Parry et de chantiers d'assemblage de caissons et d'amarrage pendant l'hiver à Tuft Point sur la péninsule de Tuktoyaktuk, et à Pauline Cove sur l'île Herschel.

2. Techniques innovatrices

Sur le plan technologique et scientifique, nous avons appris à bien maîtriser les techniques qui nous permettent d'effectuer des opérations terrestres et sous-marines dans la mer de Beaufort. (M. G. Haight, Esso, fasc. 17:5, 16-2-1982)

Les sociétés qui ont comparu devant le Comité ont avant tout cherché à démontrer qu'il n'y a plus d'obstacles techniques au développement. À leur avis, l'état actuel des connaissances permet de résoudre n'importe lequel des problèmes que les conditions spéciales de l'Arctique pourraient soulever.

Leurs recherches ont surtout été axées sur les façons d'améliorer les techniques existantes pour surmonter les difficultés d'exploitation dans le Nord et allonger la saison de forage, bien qu'ils étudient également les incidences éventuelles de cette nouvelle technologie sur la pêche et la chasse traditionnelles et sur les taux de pollution.

Certaines des grandes questions propres à la conception des plate-formes offshore . . . vont de l'interaction avec la glace à la prise en considération des vagues, des tremblements de terre et de la stabilité géotechnique des structures que nous construisons et que nous avons l'intention de construire. Ces grandes questions de design ont été à l'origine de multiples travaux de recherche . . . (M. K. Croasdale, Dome, fasc. 21:47, 31-3-1982)

Ce qui préoccupe donc essentiellement le Comité, c'est le prolongement imminent de la saison de forage à l'ensemble de l'année et l'introduction d'un nombre accru de techniques nouvelles et non éprouvées.

Les problèmes du début furent surmontés grâce à des techniques nouvelles et originales. (M. L.J. Franklin, Panarctic, fasc. 28:8, 9-6-1982)

Toute technologie novatrice où la théorie doit subir l'épreuve de la pratique, soulève forcément des questions; mais l'essai de nouvelles techniques est particulièrement risqué dans le milieu arctique dont on connaît encore mal la capacité de réaction. L'éloignement et les conditions climatiques compliquent énormément la solution de tout problème. Le Comité se

demande aussi quelles répercussions la défaillance de l'un des éléments d'ingénierie pourrait avoir.

Un bon exemple est la technologie des îles artificielles. Grâce au savoir-faire acquis dans l'Arctique, les travaux de construction ont gagné en efficacité; mais 17 des 21 îles artificielles existantes ont malgré tout été aménagées en été. Puisque la construction d'une île en eaux profondes prend deux ans, on pourrait maintenant décider de travailler également l'hiver. Le forage a, lui aussi, été effectué uniquement en été jusqu'à ce jour. Ainsi, même si l'on a réussi à concevoir des îles adaptées aux eaux profondes et capables de résister à l'érosion de la glace et des courants, les énormes problèmes techniques liés à une exploitation toute l'année n'ont pas encore tous été résolus. La glace immobilise la mer de Beaufort neuf mois par année. Les promoteurs soutiennent cependant qu'ils ont les moyens techniques d'évaluer la pression de la glace sur les plate-formes offshore, la glace représentant sans doute la plus grave menace pour les structures.

Le Comité se félicite des progrès réalisés en ce domaine et estime qu'il faut continuer l'effort d'adaptation des techniques actuelles de construction et d'exploitation aux conditions polaires pour en assurer la sécurité et la fiabilité. La recherche de moyens sûrs et économiques d'exploitation des hydrocarbures de la région de la mer de Beaufort pose une foule de problèmes techniques que les pétroliers s'efforcent de résoudre.

En dernière analyse, cependant, il revient au gouvernement de prendre les mesures de sécurité, d'exiger les rapports et d'établir clairement les règlements qui s'imposent, pour éviter que cette nouvelle technologie n'ait des répercussions nocives. Le gouvernement fédéral doit donc avoir une compétence égale à celle de l'industrie s'il entend prévoir les problèmes que l'implantation de nouvelles techniques risque de créer. Cette question est abordée ci-dessous dans la section sur les transports et la réglementation.

Le Comité recommande:

Que l'organisme du gouvernement fédéral qui sera chargé d'examiner les activités et la technologie qu'implique 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.

La tragédie de l'*Ocean Ranger* au large des côtes de Terre-Neuve en février 1982, a semé dans l'esprit du public un doute concernant la capacité de la technologie pétrolière à relever le défi de circonstances exceptionnelles. Or, à chaque instant, l'Arctique pose des exigences exceptionnelles. Il ne faut pas oublier l'élément humain: la sécurité des personnes oeuvrant au développement de l'Arctique doit être assurée.

Le Comité recommande:

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.

En dépit des précautions qu'il faudra prendre, l'utilisation de nouvelles technologies adaptées aux conditions de l'Arctique fournit aux industriels canadiens une occasion incomparable d'accroître leur capacité de production. L'amélioration de la technique n'aura pas seulement pour effet de maximiser l'efficacité des opérations au Canada mais permettra à notre pays d'être compétitif dans le monde.

Le Comité estime qu'il faut saisir cette occasion de faire avancer la technique océanographique en eaux froides et d'apprendre à opérer dans ces régions éloignées. Au cours des dernières années, les industries, les gouvernements, les universités et d'autres groupes de recherche ont fait progresser de façon remarquable la capacité technique du Canada. Des recherches intensives doivent prolonger cet élan. Cela vaut également pour le Grand Nord dont il est question dans la section suivante.

Les Canadiens ont l'occasion de jouer un rôle de chef de file dans le domaine de la technologie arctique. Cette technologie peut être exportée. Bien entendu si nous aménageons la capacité industrielle nécessaire pour construire des équipements arctiques spécialisés, nous pouvons combiner technologie et capacité industrielles et exporter du matériel spécialisé dans d'autres pays. (M. M. Todd, Dome, fasc. 21:40-41, 31-3-1982)

Le rapport du groupe consultatif des mégaprojets canadiens sur les investissements d'envergure au Canada d'ici l'an 2000, publié en juin 1981 (*Major Canadian Projects—Major Canadian Opportunities, A Report by the Major Projects Task Force on Major Capital Projects in Canada to the Year 2000*), relève un certain nombre de techniques nouvelles dans lesquelles le Canada pourrait se spécialiser: les systèmes de production sous-marine, connaissance des phénomènes d'interaction entre les glaces, l'océan et la structure, liés à la construction d'îles artificielles, etc.

La société *CanOcean Resources Ltd.*, qui fait partie du consortium NOVA depuis 1979, est l'une des grandes sociétés internationales qui s'intéressent à la conception et à la construction d'installations de production pétrolière sous-marines. Ces dernières années, elle a étudié la situation au large des côtes canadiennes, et analysé les risques particuliers que posent les glaces et les icebergs. Parmi les études sur les pipe-lines sous-marins, mentionnons celle menée au printemps 1979 pour un groupe d'organismes gouvernementaux et de sociétés privées, sur la faisabilité et les méthodes de production de pétrole et de gaz au large de la mer de Beaufort. D'après les résultats de l'étude, il serait techniquement faisable d'y produire du pétrole et du gaz à longueur d'année, avec contrôle à distance. Les pipe-lines seraient raccordés à des installations à terre dans le cas d'une exploitation à longueur d'année tandis que, dans le cas des opérations saisonnières, on se servirait de plate-formes flottantes pour la production, et de navires-citernes pour le transport. Les coûts et les calendriers d'exécution se sont révélés comparables à ce que l'on retrouve dans des régions offshore moins hostiles.

Lors des audiences, le Comité a été très impressionné de voir combien de problèmes techniques étaient résolus à l'initiative de sociétés qu'intéresse l'exploitation des ressources pétrolières du Nord. Le Canada devrait continuer d'améliorer ces techniques s'il veut rester à l'avant-garde de l'exploitation dans les mers froides et en tirer profit.

Le Comité recommande:

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.

3. Incidences sur les milieux physique et humain

Encourager la mise au point de nouvelles techniques sûres et fiables n'est pas la seule priorité que veut faire valoir le Comité en ce qui concerne l'exploitation des ressources pétrolières dans l'Arctique. Dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, de nombreuses activités marqueront simultanément le début de la phase de la production et pourraient contribuer à modifier la qualité de la vie dans cette région. Le comité en aborde ici quelques-unes.

Pour construire les plate-formes offshore, même modulaires, et poser le pipe-line sous-marin, il faudra draguer de grandes quantités de remblai du fond de la mer. On estime que l'ensemble des installations offshore, nécessitera d'ici l'an 2000, jusqu'à 600 millions de mètres cubes de remblai (21 milliards de pieds cubes). Les habitats côtiers en seront vraisemblablement affectés, notamment dans les régions portuaires comme Tuktoyaktuk et la baie McKinley, où on fait déjà beaucoup de dragage pour la construction d'installations à terre. La construction de bases d'approvisionnement ou d'un pipe-line pourrait imposer des contraintes supplémentaires à l'infrastructure déjà en place ainsi qu'aux autres services communautaires existants, et aura en tout cas des effets sur les activités actuelles. Pour ce qui est de la faune et de l'exploitation des ressources traditionnelles, les routes pourraient créer plus de problèmes que les bases côtières, car il sera difficile d'en contrôler l'accès et, d'en évaluer les incidences environnementales et aussi parce qu'elles attireront d'autres activités de développement. Quelque 3 500 travailleurs sont attendus dans cette région pendant la première année de production mais on ne sait pas encore où ils logeront. Les activités de production exigeraient une augmentation des divers services de transport.

C'est en fonction des exigences de l'Énoncé d'incidences environnementales que les promoteurs ont limité la portée de leur étude des modifications au milieu actuel. Diviser la région en trois secteurs fournit de nombreux détails sur la situation propre à chacun mais ne renseigne guère sur les perturbations globales.

Quel que soit le mode de transport retenu, des problèmes d'utilisation des terres naîtront de l'exploitation offshore, des centres de croissance et des bases côtières, de leur raccordement aux réseaux routiers et des autres services et installations récréatives d'une population accrue. Il faudra éviter tout conflit éventuel entre ces activités et la destination actuelle des terres. Les principaux problèmes se poseront au niveau de l'exploitation des ressources traditionnelles, comme c'est le cas dans la zone côtière du Yukon, sur les îles du bas delta du Mackenzie et dans le Centre-Ouest de la péninsule Tuktoyaktuk, où se concentreront d'abord les activités industrielles. On propose la création d'une réserve zoologique dans le Nord du Yukon.

Mais je suis certain que nous pouvons trouver une solution, un heureux compromis qui permette aux Autochtones de conserver leur culture dans le Nord, pendant que nous transportons le pétrole et le gaz dont nous avons besoin dans le Sud, sans les déranger. (Le sénateur Guay, fasc. 28:23, 9-6-1982)

On peut éviter une partie des préjudices sociaux éventuels en planifiant l'utilisation des terres de manière à favoriser le développement harmonieux aussi bien de l'exploitation des ressources traditionnelles que de l'exploitation industrielle. La stabilité de l'économie de la région de la mer de Beaufort en dépend.

Face à la possibilité d'un développement accéléré des territoires au cours de la prochaine décennie, des pressions sont exercées pour qu'on élabore des politiques et des programmes d'utilisation des terres. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien est certes le premier responsable de la disposition des terres au nord du 60^e parallèle, mais certains organismes fédéraux, les administrations des territoires, des sociétés, des groupements autochtones, des localités et des particuliers ont également des intérêts qu'il faut prendre en compte dans le processus de consultation dont est assortie toute bonne planification. Bien que le ministère ait pour mandat législatif de contrôler l'utilisation des terres dans le cadre de la *Loi sur les terres territoriales*, son pouvoir de planification se limite essentiellement à évaluer les risques d'un changement dans l'utilisation des terres. Théoriquement, il pourrait avoir plus de pouvoirs dans la mesure où il a la responsabilité générale de coordonner les activités fédérales dans le Nord. Mais pour qu'il puisse effectuer une planification plus détaillée, il lui faudrait la coopération des nombreux groupes qui y ont des intérêts légitimes ou qui ont des programmes compatibles.

Le MAINC élabore actuellement les grandes lignes de la planification.

Le système qu'on envisage d'établir consisterait à rassembler des représentants des administrations locales, des groupes autochtones intéressés et d'autres parties directement concernées en vue de créer une commission chargée de planifier l'utilisation des terres en fonction de projets précis. La majorité des membres de cette commission seraient choisis parmi les groupes directement concernés par le projet. (M. T. Zubko, Comité consultatif communautaire de la mer de Beaufort, fasc. 34:38, 9-9-1982)

Le MAINC prévoit, d'ici la fin mars 1983, présenter un plan provisoire relatif à la région de la mer de Beaufort. L'un des objectifs de ce plan est d'essayer de convaincre les promoteurs de la région de partager les installations et de réduire ainsi les impacts environnementaux à des endroits telle la baie McKinley.

Le Comité est convaincu que ce processus doit non pas se limiter à une répartition des terres en fonction de leur utilisation, mais s'inscrire dans le cadre d'une vaste planification régionale, ce qui permettra d'établir des objectifs régionaux répondant aux préoccupations et aux aspirations des habitants de la région. Le succès de la planification de l'utilisation des terres déterminera en grande partie le niveau des avantages régionaux qui en découleront.

Pour être justes, les décisions sur l'utilisation des terres doivent traduire des compromis entre des intérêts contradictoires. C'est pourquoi la définition des objectifs propres à une

région doit faire partie de la planification de l'utilisation des terres. Le MAINC tient à ce que le Nord participe au processus pour que soient prises en compte les diverses utilisations des terres. Le Comité estime qu'il est essentiel que l'administration des territoires, les organismes fédéraux concernés, les groupements autochtones et autres habitants du Nord intéressés participent à la formulation du plan d'utilisation des terres de la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Le Comité sait pertinemment que la division politique des territoires que l'on propose compliquera le processus de la consultation, mais cela le rend encore plus essentiel.

Tant qu'on n'a pas déterminé les priorités d'utilisation des terres, on ne sait pas clairement ce qui prime entre la prospection, l'utilisation traditionnelle, les revendications territoriales, la préservation de zones spéciales, etc. Les terres dont le bail est actuellement renégocié par l'APGTC sont déjà écartées du processus de planification des terres. Si le processus avance à pas de tortue, les possibilités d'atteindre les objectifs régionaux s'en trouveront grandement diminuées.

Le Comité recommande:

Que le gouvernement fédéral accélère le processus de planification régionale et que le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien instaure un mécanisme qui favorise la participation de représentants régionaux.

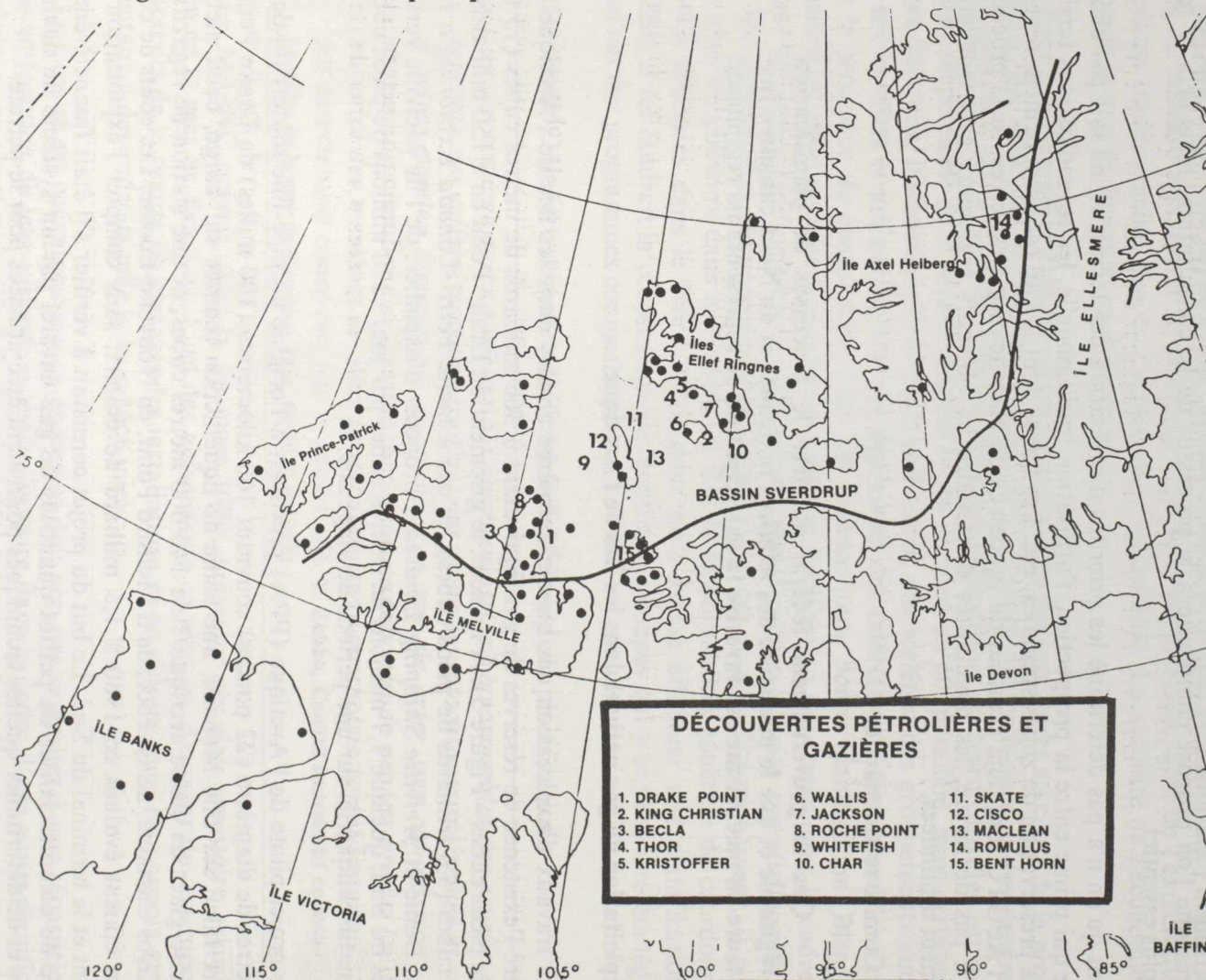
B. Exploitation du gaz naturel dans les îles de l'Arctique

Les travaux d'exploration des quinze dernières années dans les îles de l'Arctique ont démontré l'existence de réserves de gaz équivalant à 366 milliards de mètres cubes (13 trilliards de pieds cubes - Figure 5). À lui seul, le gisement de Drake Point en a 150 milliards de mètres cubes (5,6 trilliards de pieds cubes), ce qui a incité *Petro-Canada Exploration Inc.*, NOVA, Dome et *Melville Shipping Limited* à proposer d'expédier, de l'île Melville vers les marchés du Sud, quelque 7,7 millions de mètres cubes par jour (270 millions de pieds cubes) de gaz naturel liquéfié, sur une période de vingt ans.

Le projet pilote de l'Arctique (PPA) prévoyait à l'origine un pipe-line souterrain de 56 centimètres de diamètre (22 pouces) couvrant 160 kilomètres (100 milles) de Drake Point à Bridport Inlet, sur l'île Melville, une usine de liquéfaction montée sur barge, deux méthaniers brise-glace de classe arctique 7 de 140 000 mètres cubes, et une station de regazification à Gros Cacouna, au Québec, ou à Melford Point, en Nouvelle-Écosse. Les coûts de construction étaient évalués en 1980 à 1,5 milliard de dollars, sans compter l'exploitation du gisement et le terminal du Sud. Le but du projet consistait à vérifier s'il était financièrement possible de commercialiser de petites quantités de gaz naturel par un système de navires-citernes et de déterminer quelles techniques pourraient être utilisées pour le pétrole.

La demande relative au PPA, présentée en janvier 1979, a été étudiée par l'ONÉ à partir de février 1982, mais les audiences ont été suspendues cet été quand on a abordé l'aspect commercial de la proposition. Après des audiences publiques, un rapport du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales a été publié en octobre 1980. La production devait commencer au milieu de 1985 mais il se pourrait qu'elle soit retardée jusqu'en 1988.

Figure 5: Îles de l'Arctique - puits forés entre 1962 et 1982



Source: Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Exposé au Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord, Étude sur le transport offshore, 14-9-1982.

Dans la région des îles de l'Arctique, c'est au large que se trouve le plus gros des réserves de gaz découvert jusqu'à maintenant. Sur les îles elles-mêmes, il n'y aurait environ que le quart des réserves de pétrole et de gaz; aussi étudie-t-on actuellement des moyens d'adapter au forage offshore les tours de forage à terre.

Panarctic Oils Ltd., contrôlée à 53 % par Petro-Canada, est le principal exploitant dans les îles de l'Arctique et mène toutes les opérations matérielles que ce soit pour elle-même ou pour les autres sociétés pétrolières dans la région. Au cours de la dernière décennie, elle a appris comment exploiter cette région inhospitalière à longueur d'année sans problème particulier.

On pensait au début qu'il était impossible de travailler dans l'obscurité totale qui règne en plein hiver. On a donc essayé de transporter le matériel de forage pendant l'été, mais on s'est vite aperçu, comme vous pouvez l'imaginer après avoir marché dans la boue hier, que la chose est presque infaisable du début du mois de juin jusqu'au mois de septembre. (M. L.J. Franklin, Panarctic, fasc. 28:8, 9-6-1982)

Panarctic Oils Ltd. a élaboré des systèmes de forage offshore qui répondent aux besoins particuliers de l'exploitation dans l'Arctique. Dans certains cas, le forage s'effectue à 60 kilomètres de la côte et jusqu'à 500 mètres sous l'eau. L'immobilité de la glace entre novembre et juin permet donc de forer à partir de plate-formes de glace pendant une période de cinq à six mois. Une grosse tour de forage exige une plate-forme de glace de 175 mètres de diamètre et de 7 mètres d'épaisseur.

Panarctic a atteint le stade de l'expédition pour ce qui est du gaz naturel et en ce qui concerne le pétrole, elle a déclaré au Comité avoir 120 millions de mètres cubes de réserves connues et de réserves probables (750 millions de barils). Il y a eu trois importantes découvertes de pétrole à Cisco, à Skate et à Maclean et le forage se poursuit.

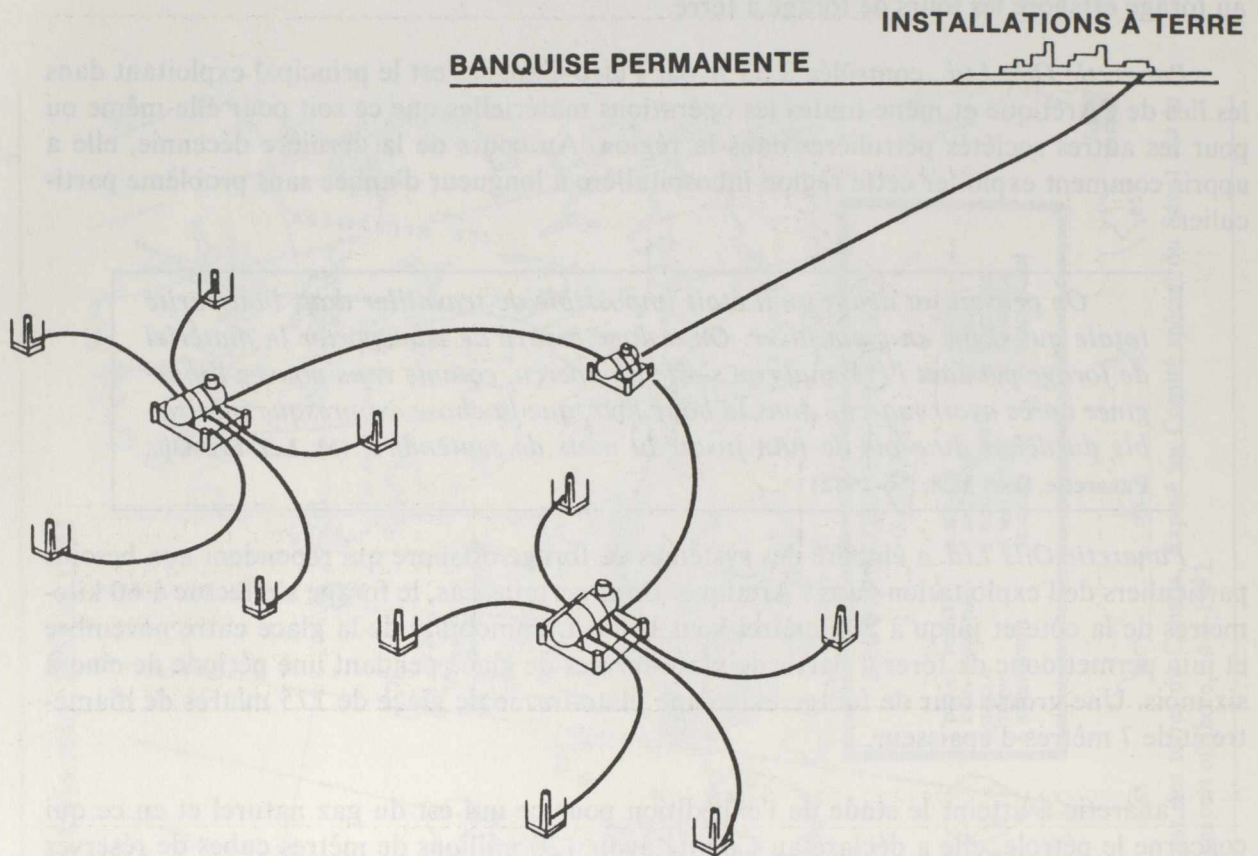
Gulf a laissé entendre que les installations nécessaires à la production de pétrole et de gaz dans les îles de l'Arctique seront très différentes de celles proposées pour la mer de Beaufort à cause de la profondeur des eaux.

Pour ce qui est du type d'installations nécessaires à la production du pétrole et du gaz dans cette région, il différera notablement de ceux qui ont été envisagés pour la mer de Beaufort, parce que l'eau y est plus profonde (300 mètres) et que l'on prévoit que les découvertes sous-marines se situeront à proximité des îles. (M. D. Motyka, Gulf, fasc. 20:31, 23-3-1982)

D'après les premiers plans d'aménagement des gisements offshore, la production des puits sera captée par des collecteurs multiples sous-marins et acheminée par pipe-line (les conduites de pétrole, de gaz et d'eau seront isolées et réunies en un seul pipe-line - Figure 6). Ces systèmes de collecte alimenteraient une conduite reliée à un terminal approprié. Ici, le gaz et le pétrole bruts seraient traités avant d'être transportés.

Pour vérifier la faisabilité d'un tel système, *Panarctic Oils Ltd.* a mené une expérience. Elle a construit un puits offshore dans le gisement de Drake Point près de l'île Melville. Tou-

Figure 6: Îles de l'Arctique - système typique de production sous-marine



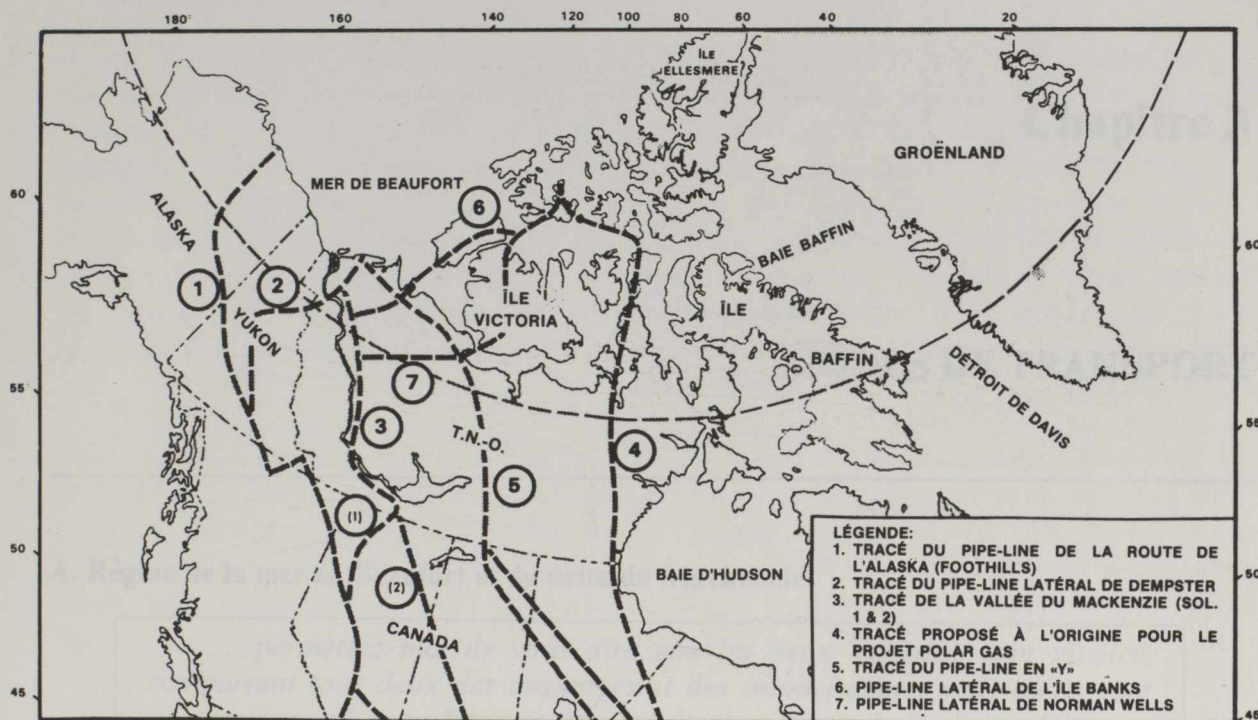
Source: Ressources Gulf Canada Inc., Exposé au Comité spécial du Sénat, Étude sur le transport offshore, 23-3-1982.

tes les opérations étaient effectuées à partir de la surface de la glace et surveillées électroniquement. Les pipe-lines étaient encaissés et le pétrole était capté par un collecteur sous-marin raccordé à la tête du puits. Le débit, d'abord contrôlé par la tour de forage, puis à partir d'installations de production à terre, était d'environ 2,2 millions de mètres cubes par jour (76 millions de pieds cubes).

L'exécution de toutes les phases de ce projet n'a été possible que grâce aux efforts concertés de nombreux spécialistes. Même si le projet ne fut qu'un prototype, on en a tiré des leçons et maîtrisé des techniques prometteuses pour l'exploitation de futures découvertes de pétrole.

Bien que l'exploitation du gaz des îles de l'Arctique et du pétrole de la mer de Beaufort présente les meilleures perspectives en ce qui touche les réserves, les marchés et la synchronisation, il y a un certain nombre d'autres projets à l'horizon (Figure 7).

Figure 7: Gazoducs et oléoducs - tracés possibles depuis l'Arctique jusqu'au Sud du Canada



Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 5, 1982, p. 11.1.

Figure 2. Geographical distribution of the main types of forest in Canada.



Journal of Environmental Development, vol. 2, 1993, p. 111.

1.1. The forest is the main source of raw materials for the paper industry.

The forest industry is the main sector of the Canadian economy. It is responsible for the production of paper and wood products. The forest industry is the main source of raw materials for the paper industry.

The forest industry is the main sector of the Canadian economy. It is responsible for the production of paper and wood products. The forest industry is the main source of raw materials for the paper industry.

The forest industry is the main sector of the Canadian economy. It is responsible for the production of paper and wood products. The forest industry is the main source of raw materials for the paper industry.

Chapitre 3

MODES DE TRANSPORT

A. Région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

... permettez-moi de vous dire que les deux systèmes sont viables, comportant tous deux des avantages et des inconvénients, mais qu'ils sont propres l'un et l'autre à transporter le pétrole à partir de la région de Beaufort. (M. G. Bezaire, Esso, fasc. 17:24, 16-2-1982)

Le consortium intéressé à exploiter les ressources pétrolières et gazifères de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie estime que le transport des hydrocarbures par navires-citernes, pipe-lines à terre ou un système mixte ne pose pas de problèmes techniques ou écologiques insurmontables. Dans des circonstances favorables, l'une ou l'autre de ces options serait économiquement viable.

Avant d'arrêter leur choix, les sociétés en cause compareront notamment la rentabilité, la fiabilité, la sécurité et les risques des modes de transport proposés dans la région de la mer de Beaufort. En outre, ils devront établir lequel d'entre eux leur permettra de mieux atteindre le marché visé. Ce choix sera naturellement avant tout fonction de l'importance et de l'emplacement des réserves.

D'après les calculs de la société Dome, il faudrait que les réserves en pétrole se chiffrent à au moins 102 millions de mètres cubes (700 millions de barils) et que la production quotidienne soit de 16 000 mètres cubes (100 000 barils) pour qu'il soit commercialement rentable de transporter ce combustible au moyen de deux pétroliers. Toujours selon la société Dome, la construction dans le Nord d'un pipe-line ne se justifierait que si les réserves récupérables prouvées étaient évaluées à au moins 385 millions de mètres cubes (2,5 milliards de barils) et la production quotidienne, à 56 000 mètres cubes (350 000 barils). La société Dome estime que ce n'est qu'en 1990 qu'on aura prouvé l'existence de réserves semblables dans la région de la mer de Beaufort. Quant à la production quotidienne, elle ne s'élèverait à cette date qu'à 48 000 mètres cubes (300 000 barils) alors qu'on aura atteint la phase de production moyenne. Comme nous l'avons déjà mentionné, la société Dome préfère le mode de

transport par navire-citerne qui permettrait, selon elle, d'approvisionner les marchés du Sud en pétrole dès 1987, date à laquelle la société estime que le déficit pétrolier du Canada sera à son plus haut niveau.

La société Esso, qui propose de construire un pipe-line, prévoit, pour sa part, que la phase de production élevée débutera à compter de 1989; selon ses prévisions, la production moyenne devrait être en l'an 2000 de 64 000 mètres cubes (400 000 barils). Elle propose la construction d'un oléoduc pilote de même capacité que le pipe-line Norman Wells auquel il viendrait se raccorder. La société Gulf, d'autre part, estime que la production quotidienne n'atteindra 48 000 mètres cubes (300 000 barils) qu'au milieu des années 90 et que celle-ci pourrait être acheminée vers les marchés au moyen de navires-citernes. Le plan de mise en valeur exposé dans l'ÉIE présenté conjointement par ces trois sociétés semble se fonder sur les prévisions plus optimistes de Dome. Il se peut toutefois que la mise en oeuvre du projet soit retardée en raison de la situation du marché.

Le plan de mise en valeur des ressources de la région de la mer de Beaufort exposé dans l'ÉIE passe en revue les deux modes de transport proposés. Prévoyant que le gouvernement recommandera d'abord le développement sur une petite échelle des ressources de cette région, on propose au début de transporter depuis l'île Tarsiut 3 200 mètres cubes (20 000 barils) de pétrole par jour au moyen d'un petit pétrolier d'une capacité de 80 000 tonnes métriques (503 000 barils) ou d'un petit pipe-line raccordé au pipe-line Norman Wells qui aurait le même débit. Il serait possible d'accroître la capacité de l'un ou l'autre de ces modes de transport en fonction de la découverte de nouvelles réserves. Nous comparons ci-dessous les deux modes proposés pour établir quels en seraient les avantages et les inconvénients respectifs à partir du moment où l'on aura dépassé le cap de la production initiale.

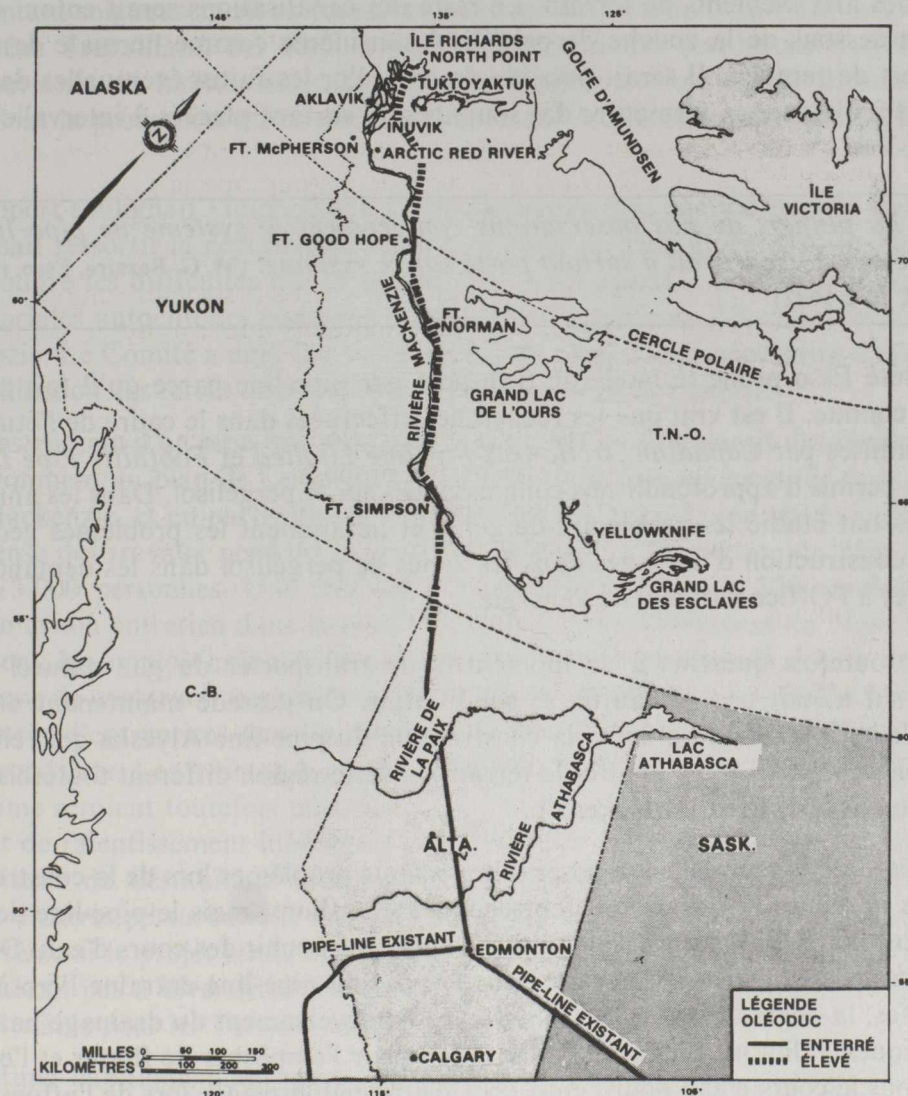
Durant les premières années d'exploitation, les industriels estiment que c'est du pétrole seulement qu'il faudra transporter de la mer de Beaufort. Le problème du transport du gaz naturel ne se posera sans doute pas avant le milieu des années 90. Quel que soit le cas, l'un ou l'autre des modes de transport proposés conviendrait pour acheminer vers les marchés des hydrocarbures ainsi que d'autres produits comme les liquides du gaz naturel et le méthanol.

Selon le mode de transport choisi, le pétrole serait acheminé vers un pipe-line à terre ou vers un terminal de chargement offshore du type de l'atoll décrit précédemment, au moyen de canalisations enterrées, à terre et de canalisations sous-marines, en mer.

1. Pipe-lines

Un pipe-line à terre qui transporterait le pétrole provenant de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie relierait North Point sur l'île Richards à l'extrémité nord du delta à un terminal situé près d'Edmonton, ce qui représente un trajet de 2 250 kilomètres. Il traverserait Fort Simpson, puis Zama qui se trouve dans le Nord-Ouest de l'Alberta. Le pétrole finirait par atteindre les marchés de l'Est du Canada par le système interprovincial (Figure 8). À l'étape de la production élevée, il faudrait disposer d'un pipe-line d'un diamètre extérieur de 1,1 mètre (42 pouces) pour acheminer vers le Sud tout le pétrole extrait. En deçà de ce niveau de production, un petit pipe-line suffirait. On songe à raccorder au pipe-line de Norman Wells un petit oléoduc de 30 à 40 centimètres (12 à 16 pouces). Les

Figure 8: Route de la vallée du Mackenzie du pipe-line devant relier la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie à Edmonton



Source: *Beaufort, Dome Petroleum Limited, Esso Resources Canada Limited et Gulf Canada Resources Inc.*, vol. 2, n° 2, décembre 1982, p. 15.

travaux de construction dureraient quatre ans et s'effectueraient surtout l'hiver. Dans la mesure du possible, on utiliserait les moyens de transport existants pour amener sur les lieux les matériaux de construction, l'équipement, le combustible et le personnel.

L'emprise du pipe-line devrait être de 30 mètres de large en raison des travaux d'excavation et de remblayage nécessaires. Il faudrait consacrer un terrain de 182 mètres sur 304 mètres à chacune des 24 stations de pompage qu'il serait nécessaire de construire le long du pipe-line. Au total, 5 600 hectares (13 830 acres) seraient affectés à la construction du pipe-line au nord du 60^e parallèle.

L'expérience acquise lors de la construction du pipe-line Alyeska a permis d'établir qu'il faudrait, dans le cas qui nous occupe, surélever le tiers des canalisations pour éviter que la chaleur dégagée par le pipe-line ne fasse dégeler le pergélisol dans les zones où il est continu et entraîne des affaissements de terrain. Le reste des canalisations serait enfoui de la façon classique, en-dessous de la couche de pergélisol considérée comme normale dans le Nord, puis recouvert de remblai. Il serait possible de contrôler les fuites éventuelles de pétrole en commandant à distance la fermeture des soupapes de surface placées à intervalle régulier le long du pipe-line.

La plupart de nos observations concernaient le système de pipe-line, parce que notre travail a surtout porté sur ce système. (M. G. Bezaire, Esso, fasc. 17:28, 16-2-1982)

La société Esso prône le mode de transport par pipe-line parce qu'il fait appel à une technologie connue. Il est vrai que les recherches effectuées dans le cadre de l'étude des propositions soumises par *Canadian Arctic Gas Pipeline Limited* et *Foothills Pipe Lines Limited* nous ont permis d'approfondir nos connaissances sur le pergélisol. Dans les années 70, ces deux sociétés ont étudié les problèmes de génie et notamment les problèmes géotechniques que pose la construction d'ouvrages dans les zones de pergélisol dans les demandes qu'elles ont présentées à l'Office national de l'énergie.

Il était toutefois question à ce moment-là de transporter du gaz naturel et non du pétrole qui, s'il n'était pas réchauffé, se solidifierait. On possède maintenant une certaine expérience de cette méthode grâce à la construction du pipe-line Alyeska qui relie Prudhoe Bay à Valdez en Alaska. Le climat et le terrain de cette région diffèrent toutefois à certains égards de ceux de la vallée du Mackenzie.

Le climat et le terrain peuvent poser d'importants problèmes lors de la construction d'un pipe-line. La vallée du Mackenzie est entrecoupée de vallons, mais le pipe-line devrait aussi suivre des pentes abruptes surtout lorsqu'il lui faudrait franchir des cours d'eau. Des mesures spéciales devront être prises afin d'éviter que la pose du pipe-line entraîne l'érosion, la rupture des pentes, la dégradation du pergélisol et le bouleversement du drainage naturel. À six endroits critiques, il faudrait lester la canalisation pour l'empêcher de flotter et l'enfouir suffisamment sous le cours d'eau pour l'empêcher d'être endommagée lors de l'affouillement du lit de ce dernier par l'action de la glace. Compte tenu des conditions spéciales qui prévalent dans l'Arctique, il faudrait adapter les méthodes de construction afin de pouvoir protéger le pipe-line et réduire au minimum les conséquences néfastes qu'il pourrait avoir sur l'environnement.

Nous ne pouvons pas faire une demande tant que nous n'avons pas examiné le dossier d'impact sur l'environnement en vue de déterminer les répercussions environnementales et socio-économiques globales d'une mise en valeur à grande échelle dans cette région. Ce processus est actuellement en cours. Des audiences publiques seront tenues à la fin de l'année et on attend un rapport pour le printemps ou l'été 1983. Ce processus doit avoir lieu avant de pouvoir en venir à des propositions précises. Nous espérons que le processus global entraînera une politique gouvernementale approuvant la mise en valeur de ces gisements s'il est possible de surmonter les répercussions environnementales. (M. G. Haight, Esso, fasc. 17:17, 16-2-1982)

Le rapport de l'enquête du pipe-line de la vallée du Mackenzie, publié en 1977, concluait que les risques écologiques posés par la construction d'un pipe-line le long de la vallée du Mackenzie n'étaient pas demeurés et qu'on pouvait en limiter la gravité en planifiant et en réglementant soigneusement sa construction et son exploitation. Le tracé proposé traverse, autour du lac Travaillant, des régions où l'exploitation des ressources traditionnelles est encore importante, un habitat hivernal important pour le caribou du lac Bluenose, ainsi que des zones dont la protection est essentielle pour la survie des oiseaux aquatiques qui s'y rassemblent.

Le rapport soulignait l'importance du fleuve Mackenzie comme voie de transport naturelle. Il faisait ressortir la nécessité de mettre au point un plan global d'utilisation des terres afin de résoudre les difficultés qui se posent déjà à cet égard. Le règlement des revendications territoriales autochtones constitue un obstacle de taille au développement de la vallée du Mackenzie. Le Comité a déjà fait valoir qu'il sera absolument nécessaire d'établir un plan global d'utilisation des terres quel que soit le mode de transport choisi.

La construction d'un pipe-line dans la vallée du Mackenzie aurait des répercussions certaines, notamment au plan de l'emploi et de la formation, sur les localités de la vallée et du delta du Mackenzie, et en particulier sur celles situées le long de son tracé. Lors de la phase la plus intense des travaux pendant la troisième année, la construction du pipe-line pourrait employer 13 000 personnes. Une fois celui-ci terminé, il faudrait 200 employés pour son exploitation et son entretien dans la partie qui traverse les Territoires du Nord-Ouest. Malheureusement, les emplois créés, la plupart non spécialisés, seraient de courte durée. Par ailleurs, la phase de construction profiterait à l'ensemble du Nord en favorisant la création et le développement d'entreprises dans le domaine des transports, de l'approvisionnement et des services secondaires. Les avantages qui découleraient à cet égard du choix du mode de transport maritime seraient toutefois plus durables. Cette région a déjà fait face au cycle de stimulation et de ralentissement inhérent à tout projet de développement et la construction du pipe-line risque de déstabiliser le secteur commercial des Territoires du Nord-Ouest et d'entraîner d'autres perturbations sociales, particulièrement après la fin des travaux de construction. Même si le projet stimulait, dans une certaine mesure, les industries de services, il ne contribuerait pas à diversifier l'économie régionale et ne constituerait pas une source de revenu plus stable pour les Territoires du Nord-Ouest.

On estime habituellement que la construction d'un pipe-line favorise l'exploration des hydrocarbures étant donné qu'elle règle une fois pour toutes le problème de l'acheminement du produit vers le marché. Or, comme la plupart des gisements pétroliers des Territoires du Nord-Ouest se situent au large des côtes, la construction d'un pipe-line ne constitue pas une solution aussi intéressante que le recours à un mode de transport maritime, du moins jusqu'à ce qu'on prouve l'existence à terre de réserves plus importantes.

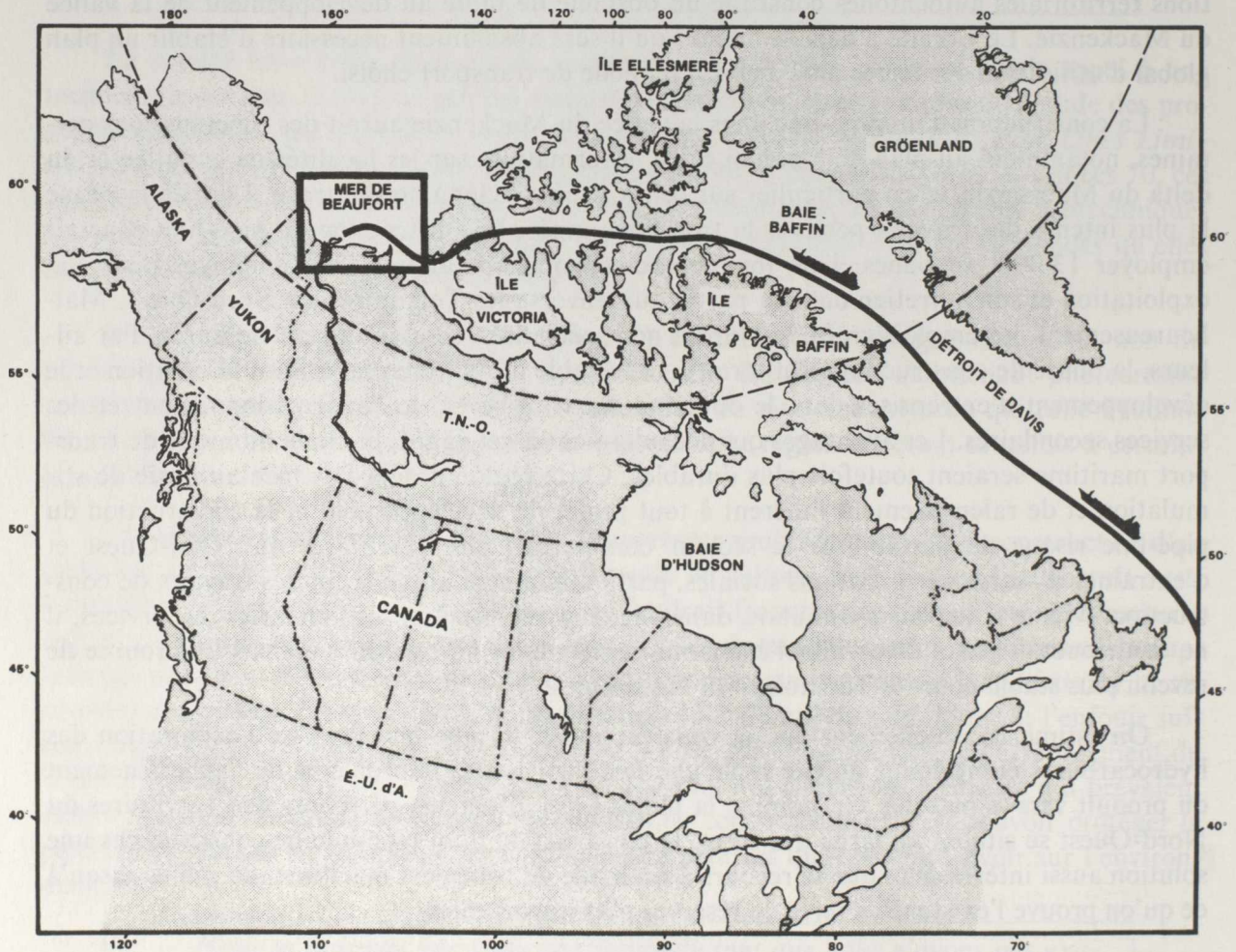
2. Navires-citernes

2.1 Navires-citernes brise-glace

Sans aucun doute, pour transporter les ressources des îles situées au large des côtes on utilisera d'abord des navires capables de briser la glace. Nous pouvons concevoir ces navires; nous pouvons construire les brise-glaces, les protéger et les aider à manœuvrer. (M. E.H. Dudgeon, Conseil national de recherches, fasc. 23:37, 4-5-1982)

Si l'on choisissait le mode de transport maritime, des navires achemineraient le pétrole (ou le gaz) toute l'année en suivant soit la route est de l'Atlantique Nord par les détroits Prince-de-Galle et Vicomte Melville et par le chenal Parry, soit la route ouest du Pacifique Nord, par les mers de Tchouktche et de Béring. Les promoteurs préfèrent la route est suivant le passage du Nord-Ouest sur laquelle ils font d'ailleurs porter la majeure partie de leurs études environnementales. La plupart des navires partiraient d'un terminal de chargement en mer, probablement de l'île Tarsiut au début, traverseraient la zone de glace de transition jusqu'au golfe Amundsen et poursuivraient ensuite leur route le long du passage du Nord-Ouest (Figure 9).

Figure 9: Passage du Nord-ouest



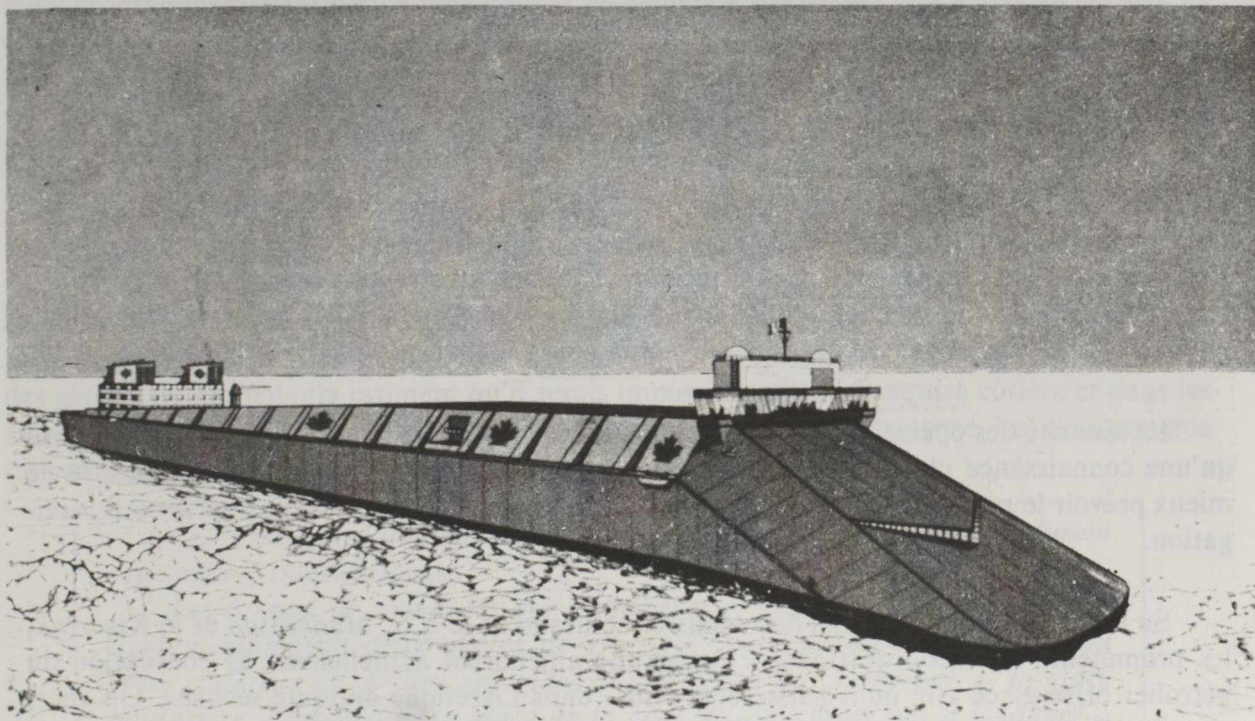
Les pétroliers de l'Arctique emprunteraient le Passage du Nord-Ouest pour amener le pétrole de la mer de Beaufort jusqu'à la côte Est de l'Amérique du Nord.

Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 3B, p. 1.1.

On utiliserait, pour le transport du pétrole dans les mers arctiques, des pétroliers de classe 10, pouvant chacun transporter environ 200 000 tonnes métriques de pétrole (environ 1,5 million de barils). Un seul pétrolier suffirait en 1987, mais les promoteurs estiment dans

leur ÉIE qu'il faudra en l'an 2 000 jusqu'à 16 navires pour amener du pétrole des gisements offshore de la mer de Beaufort jusque dans l'Est du Canada avec une rotation de 30 jours. Les pétroliers partiraient donc tous les deux jours de leur terminal de chargement en mer.

Figure 10: Pétrolier de l'Arctique



Les pétroliers qu'on prévoit utiliser pour le transport du pétrole dans l'Arctique seront des navires à l'épreuve des glaces de classe 10 pouvant transporter 200 000 tonnes métriques de pétrole (environ 1,5 million de barils).

Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 1, 1982, p. 1.22.

Chaque pétrolier aurait 390 mètres de longueur, 52 mètres de largeur et un tirant d'eau de 18 à 20 mètres. Ces navires sont toujours à l'étape de la conception. Ils seront munis de deux groupes de propulsion indépendants d'une puissance maximale de 112 mégawatts (150 000 chevaux vapeur) qui permettront d'accroître ou de réduire rapidement la force motrice. Comme on pourra inverser presque instantanément la rotation de son hélice, un pétrolier de l'Arctique ne mettra qu'un kilomètre à stopper alors qu'il en faut cinq à un pétrolier classique. Ces navires posséderont une double coque renforcée dont la robustesse répondra aux critères fixés par la Garde côtière canadienne pour les navires naviguant à longueur d'année dans l'Arctique. Ces navires brise-glace seront ainsi en mesure de naviguer pendant toute l'année dans le passage du Nord-Ouest. Les quatorze citernes placées dans la coque intérieure seront trois fois mieux protégées que sur un navire classique.

Si vous envisagez la technologie de pointe du brise-glace, il n'y a vraiment que quatre facteurs d'une importance primordiale: la forme de la coque, la friction, la propulsion et la résistance. Durant la dernière décennie, beaucoup de travaux ont été faits dans ces domaines. Toutefois, dans la plupart des cas, les brise-glace ont été conçus soit pour des eaux tempérées soit pour des manoeuvres en eaux arctiques, l'été, et très peu de brise-glace ont tenu compte de la glace de plusieurs années. Pour manoeuvrer dans l'Arctique à longueur d'année, il faut tenir compte de la glace de plusieurs années. (M. B. Johansson, Dome, fasc. 21:62-63, 31-3-1982)

La navigation dans l'Arctique pose certains problèmes particuliers en raison des conditions climatiques difficiles, de la présence de la glace, du phénomène de la nuit polaire et de la fragilité de l'environnement. Les données sur la navigation en haute mer des pétroliers abondent à l'échelle mondiale et les spécialistes du sujet ne manquent pas, mais nous savons encore très peu de choses sur la navigation dans l'Arctique. Par conséquent, même si les statistiques mondiales prouvent que les accidents impliquant des pétroliers sont assez rares, l'exploitation de navires de cette taille dans l'Arctique constitue un défi. La navigation à longueur d'année dans cette région constitue néanmoins une innovation en soi.

La sécurité des opérations dans l'Arctique exige la mise au point du pétrolier idéal ainsi qu'une connaissance plus poussée de l'environnement. Il faut également être en mesure de mieux prévoir le rendement du pétrolier ainsi que les obstacles qui peuvent se poser à la navigation.

Se fondant sur les résultats des essais effectués avec le *S.S. Manhattan* et le *Kigoriak*, les promoteurs du mode de transport maritime améliorent actuellement la conception du pétrolier brise-glace afin qu'il puisse être utilisé dans l'Arctique en toute sécurité. On cherche ainsi à accroître la manoeuvrabilité du navire, à réduire le coefficient de friction et à améliorer les moyens de télédétection des obstacles de surface à la navigation.

La note dominante de la nouvelle technologie sera la fiabilité, à un tel point que le matériel sera à l'épreuve des défauts. Nous ne pouvons tout simplement pas nous permettre de faire des erreurs; nous ne pouvons pas laisser notre environnement être la proie d'accidents. (M. A.E. Pallister, CanOcean, fasc. 27:30, 1-6-1982)

Par mesure de sécurité, on prévoit même évaluer la résistance du pétrolier en lui faisant faire lège le premier voyage et en simulant des conditions difficiles. Il est toutefois encore impossible de prédire le rendement des pétroliers en tout temps. De là l'importance d'un système à sécurité intégrée pour parer à toute éventualité. Les promoteurs doivent se fixer comme objectif d'empêcher qu'une seule grave erreur au plan de la conception, de l'exploitation, de la navigation ou de la mécanique, cause un désastre.

Il est essentiel à la sécurité des opérations que les 45 membres d'équipage d'un pétrolier possèdent une connaissance approfondie de la navigation dans l'Arctique et soient en mesure de faire face à toute situation d'urgence. À cet égard, les programmes de formation et une expérience pertinente du fonctionnement des brise-glace revêtent une importance toute parti-

culière. La formation maritime des équipages doit être adaptée aux techniques de pointe; on devrait donc exiger des armateurs exploitant des navires dans l'Arctique une certaine connaissance des glaces avant de leur accorder un certificat de compétence.

La sécurité des activités d'exploration et d'exploitation dans l'Arctique dépend essentiellement du perfectionnement de nos techniques de prévision environnementale, de la précision des méthodes de détection des glaces et des obstacles à la navigation ainsi que de l'avancement de nos connaissances sur les systèmes de navigation. Il faudra mettre au point d'excellents programmes de formation maritime et de détection des glaces afin d'être en mesure de choisir les routes comportant le moins de dangers et d'éviter les zones où les glaces sont les plus abondantes. Tous ces systèmes de soutien doivent être mis en place pour assurer la sécurité d'une navigation toute l'année. Les promoteurs du mode maritime font des efforts en ce sens, mais le Comité s'inquiète quelque peu de l'ampleur de ce qui reste à faire.

Afin de prévoir avec assez de certitude les obstacles qui risquent de se poser à la navigation, il nous faut également posséder des connaissances approfondies sur les glaces. C'est pourquoi il est nécessaire de pousser les recherches sur le régime des glaces de l'Arctique afin de mieux comprendre leurs variations saisonnières et annuelles ainsi que leurs incidences possibles sur la circulation des navires. Compte tenu des variations annuelles dans le régime des glaces, les promoteurs estiment qu'il serait impossible, sur la banquise côtière et dans les zones de transition, d'attribuer avec certitude à la circulation maritime les changements minimes qui pourraient y être constatés.

Ces brise-glace font des voies ou des canaux. Combien de temps durent ces canaux? (Sénateur Yuzyk)

Les canaux ne sont créés que lorsqu'il y a des glaces autour. Il existe fondamentalement deux genres de glace, la glace rattachée à la terre ou glace côtière, c'est-à-dire une glace qui ne bouge pas beaucoup, et la glace hauturière, c'est-à-dire la glace de la zone de transition, qui a tendance à bouger beaucoup. Si un brise-glace passe dans la glace côtière, disons au mois d'octobre, en début de saison, le sillon laissé par le navire sera décelable durant tout l'hiver... la crête ainsi formée est inférieure à une crête normale de première année. Dans la zone de transition, étant donné le mouvement constant de la glace, le sillon serait oblitéré. (M. R. Hoos, Dome, fasc. 21:93, 31-3-1982)

L'industrie a déjà mis en oeuvre des programmes de recherche sur les glaces et compte poursuivre ses efforts dans ce domaine afin d'être en mesure de mieux prévoir certains obstacles à la navigation dans la mer de Beaufort comme l'incursion des glaces de plusieurs années. On a essayé de prouver par des études menées durant l'hiver 1981-1982 que le sillage des pétroliers n'empêchera pas les chasseurs et la faune de se déplacer d'une île à l'autre durant l'hiver.

Les témoignages qu'il a entendus permettent au Comité d'affirmer que les sociétés présentes dans le Nord ne ménagent pas leurs efforts pour concevoir et exploiter des programmes de mise en valeur et de transport des ressources du Nord qui tiennent compte des impératifs de sécurité. Si les responsabilités qui incombent à cet égard aux promoteurs sont lourdes, il revient au gouvernement fédéral de fournir des services essentiels d'aide à la navigation, de faire face aux situations d'urgence et d'appliquer les normes et les règlements per-

tinents. La détection des glaces, la prévision météorologique, les études hydrographiques, les communications, les recherches maritimes, les opérations de recherche et de sauvetage, les escortes et les aides à la navigation sont la responsabilité du gouvernement fédéral.

Une demi-douzaine de ministères gèrent ces programmes même si le gouvernement a confié à la Garde côtière canadienne, qui relève du ministère des Transports, un rôle-clé dans ce domaine.

Au sein même de ce service, différents groupes sont chargés des activités touchant à la navigation, à la sécurité des navires, au déglacage des voies navigables et aux opérations de recherche et de sauvetage. Le partage des responsabilités empêche toute planification cohérente des services, ce qui serait pourtant essentiel en cas d'urgence. Comme la navigation se fera à longueur d'année dans le Nord, le gouvernement devra développer les programmes existants afin d'être en mesure de faire face aux situations d'urgence et aux erreurs imprévisibles.

Dans ce but, le ministère des Transports élabore actuellement un plan quinquennal établissant les services d'aide à la navigation qui seront nécessaires. Le plan propose, entre autre chose, des changements organisationnels ainsi que des recherches qui permettront au gouvernement canadien de s'acquitter de ses responsabilités dans ce domaine. Le nouveau Service de contrôle de la navigation maritime dans l'Arctique réglera la navigation maritime dans les eaux septentrionales. La Garde côtière canadienne affectera dans l'Arctique une équipe spéciale chargée de mettre au point les services de soutien nécessaires pour assurer la sécurité de la navigation durant toute l'année. On poursuivra les travaux en vue de la conception d'un brise-glace de classe arctique; la construction d'un prototype n'a toutefois pas encore été approuvée. Les activités de recherche et de développement dans le domaine de la sécurité maritime porteront sur les structures des navires, la formation des équipages, la mise au point d'aides à la navigation et de systèmes de communication. On peut se demander toutefois si le gouvernement fédéral est bien conscient de l'urgence de la situation. Le Comité insiste sur la nécessité d'accélérer la mise en place de services de soutien destinés à assurer une navigation sûre dans l'Arctique à longueur d'année.

Le Comité recommande:

Que tous les services maritimes de soutien, telles 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.

L'industrie met très peu de temps à concevoir et à adopter de nouvelles techniques. Le gouvernement doit faire preuve de la même célérité pour procéder aux recherches qui s'imposent et établir des plans pertinents. Dans le cas contraire, il lui sera toujours difficile d'évaluer les conséquences de la mise en oeuvre de nouvelles techniques et de régler efficacement le développement du Nord. La dernière partie du rapport expose les raisons pour lesquelles le gouvernement ne peut se permettre aucun retard.

Nous sommes aux limites du connu. Jamais personne n'a construit un pétrolier brise-glace de cette taille ou de cette puissance, qui soit capable de naviguer dans ces conditions, c'est pourquoi nous voulons procéder prudemment pour être certains que nous savons ce que nous faisons, que l'industrie est au courant, pour ne pas nous retrouver avec un désastre écologique ou un accident sur les bras. (M. G.M. Sinclair, ministère des Transports, fasc. 30:31, 15-6-1982)

La responsabilité du gouvernement fédéral est aussi très grande. Il lui incombe de s'assurer qu'il sera possible de faire face à un déversement pétrolier éventuel si le pétrole venant des îles de l'Arctique ou de la région de la mer de Beaufort est acheminé par voie maritime. Les déversements pétroliers constituent sans doute la menace la plus grave que le développement de la mer de Beaufort laisse planer sur l'environnement de l'Arctique. Depuis 1973, de nombreuses recherches et expériences ont été menées au Canada sur les moyens permettant de faire face aux déversements pétroliers. L'industrie et le gouvernement ont effectué des recherches poussées sur la façon de circonscrire et de brûler les nappes de pétrole, mais il est difficile d'établir si les techniques de nettoyage sont suffisamment perfectionnées pour faire face adéquatement à un important déversement pétrolier dans l'Arctique. Les spécialistes qui ont effectué des travaux de recherche et de développement sur le nettoyage et la maîtrise des déversements ont essayé de trouver les moyens de faire face à un accident de ce genre dans une région aussi éloignée, dont les eaux sont emprisonnées par les glaces la plus grande partie de l'année et où les conditions climatiques sont aussi rigoureuses. Les plans d'intervention d'urgence doivent établir les mesures à prendre pour faire face rapidement et efficacement aux déversements pétroliers ainsi que les responsabilités de chacun en la matière.

La Garde côtière canadienne est chargée de l'exécution du plan d'intervention maritime d'urgence dans l'Arctique. Elle a le mandat de diriger toutes les opérations d'urgence résultant d'accidents maritimes, que ceux-ci mettent en cause l'équipement de navigation, le cargaison, le carburant ou le ravitaillement. Le plan d'intervention maritime d'urgence dans l'Arctique expose les mesures à prendre en cas d'accident entraînant des conséquences écologiques et établit les méthodes de déploiement des ressources utilisées pour contrer les déversements.

Les plans gouvernementaux d'intervention d'urgence sont toujours en cours d'élaboration. Le Comité comprend les difficultés auxquelles se trouve confrontée la Garde côtière dont les ressources financières et humaines ne suffisent pas pour lui permettre de s'acquitter de l'énorme tâche qui consiste à assurer les secours dans l'Arctique toute l'année. Le service de prévention de la pollution, pour important qu'il soit, n'est après tout qu'une seule des facettes de son rôle de surveillance. Tout aussi important est son rôle dans les opérations de recherche et de sauvetage et d'aide aux accidents maritimes.

Le Comité recommande:

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'aides à la navigation et de faire face aux

urgences, afin que le gouvernement puisse, à n'importe quel moment de l'année, parer aux accidents survenant dans les eaux de l'Arctique.

2.2 Navires-citernes sous-marins

On propose également d'acheminer le gaz naturel liquéfié de l'Arctique au moyen d'un sous-marin d'une capacité de 140 000 mètres cubes (800 000 barils) dont la vitesse en immersion serait de 12 à 15 noeuds. Il pourrait s'agir d'un sous-marin classique ou d'un sous-marin nucléaire. La cargaison pourrait être chargée dans l'Arctique-même à un terminal sous-marin ou à un terminal à terre. Les conditions étant d'ordinaire meilleures sous la glace, on éliminerait les risques que peuvent poser la présence de la glace en surface en immergeant le terminal.

Le sous-marin nucléaire aurait une longueur de 387 mètres alors que le sous-marin classique en aurait 487. La taille des sous-marins proposés, et en particulier celle du sous-marin classique recommandé au Comité par la société *General Dynamics*, est de près de trois fois supérieure à celle du sous-marin *Trident*. Il s'agit d'une technologie militaire américaine éprouvée, plutôt que commerciale.

La manoeuvrabilité de ces sous-marins serait réduite. Or, on estime à 150 mètres la profondeur de plongée souhaitable, profondeur qu'un sous-marin ne pourrait atteindre à de nombreux endroits comme dans le détroit de Barrow. Il leur faudrait donc suivre une route plus longue pour éviter les bas-fonds. L'utilisation de sous-marins dans la mer de Beaufort exigerait ainsi la construction au grand large d'un terminal de chargement immergé. Cela supposerait l'installation d'un imposant réseau de canalisations qui ne serait pas nécessaire si l'on utilisait des navires-citernes de surface.

Compte tenu de la réduction de la portée du sonar due aux échos que produisent les fonds marins et la banquise, on estime que la portée maximale de cet appareil est le tiers de la distance d'arrêt d'un sous-marin. De plus, les sonars sont moins précis dans l'Arctique en raison du froid extrême qui y règne.

Tout ennui technique comme une fuite risque donc d'avoir des conséquences beaucoup plus graves s'il se produisait à bord d'un sous-marin. En prévision d'une éventuelle opération de sauvetage d'urgence ou d'une collision, la conception des sous-marins devrait être nécessairement assujettie à des normes de sécurité beaucoup plus rigoureuses que celles des navires de surface.

Le gaz naturel liquéfié est une cargaison à faible densité dont le poids spécifique est inférieur de moitié à celui de l'eau. La flottabilité d'un sous-marin devant correspondre à son poids total, il faudrait qu'il transporte également une cargaison de forte densité formant le lest. Les partisans de ce mode de transport considèrent qu'ils ont surmonté ce problème et que la rentabilité et la faisabilité de leur proposition ne font plus de doute. Selon eux, la coque d'un navire-citerne sous-marin risque moins d'être endommagée que celle d'un pétrolier classique qui devrait continuellement affronter les glaces. En outre, ils allèguent que les coûts de transport seraient moins élevés puisque l'utilisation d'un sous-marin permettrait de transporter à intervalles réguliers une cargaison plus importante en moins de temps.

Le Comité estime que ce mode de transport a l'avantage principal d'éviter les perturbations en surface. Il est difficile pour le Comité d'évaluer à fond ce mode de transport parce qu'il lui a été impossible d'obtenir des renseignements à son sujet étant donné que jusqu'à maintenant les sous-marins ont surtout fait l'objet d'essais militaires dans l'Arctique. Le Comité juge que ce mode de transport présente un certain intérêt, en particulier dans les régions où les glaces posent de sérieux problèmes à la navigation. Des recherches plus poussées s'imposent cependant dans ce domaine. Le Comité estime que le gouvernement fédéral aurait intérêt à étudier sérieusement la possibilité d'utiliser des sous-marins comme moyen de transport de rechange dans l'Arctique.

B. Îles de l'Arctique

Nous percevons la création d'un couloir de transport comme une menace pour nous . . . nous sommes d'avis qu'il n'y a pas eu suffisamment d'évaluations environnementales pour garantir la protection de notre mode de vie . . . Participer aux futures recherches . . . C'est une question de consultations. (Mme F. Williams, Association inuite du Labrador, fasc. 26:14-15, 18-5-1982)

Il est improbable que les îles de l'Arctique produisent du pétrole avant la fin du siècle compte tenu des réserves prouvées et de la demande intérieure actuelle. La région pourrait toutefois produire du gaz naturel vers la fin des années 80 si le projet pilote de l'Arctique était finalement adopté par l'Office national de l'énergie qui en a, pour l'instant, suspendu l'étude. Les promoteurs du projet proposent d'acheminer le gaz naturel liquéfié des îles de l'Arctique au moyen de méthaniers. Un pipe-line relierait toutefois le gisement de gaz naturel de Drake Point sur l'île Melville au terminal de chargement de Bridport Inlet.

Jusqu'à la baie Baffin, les méthaniers partant de Bridport Inlet feraient route vers l'est par les détroits du Vicomte Melville, de Barrow et de Lancaster; ils mettraient ensuite le cap sur le sud et longeraient la côte du Groënland pour continuer vers le détroit de Davis et la mer du Labrador (Figure 11). C'est également par le passage du Nord-Ouest qu'on propose d'acheminer le pétrole de la région de la mer de Beaufort. Aucune décision n'a encore été prise au sujet de l'emplacement du terminal étant donné qu'on ne sait pas encore sur quel marché sera écoulé le gaz naturel.

Si l'on décide de construire ce terminal dans l'Est du Canada, c'est-à-dire à 5 200 kilomètres de distance du lieu de production, il faudrait, pour approvisionner le marché, que deux méthaniers brise-glace de classe 7 fassent 16 rotations par année. Comme il existe déjà des terminaux pour le gaz naturel liquéfié en Europe, l'utilisation de méthaniers permettrait de desservir ce marché. Ces transporteurs d'une longueur de 372 mètres et d'une largeur de 43 mètres auraient une capacité de 140 000 mètres cubes (environ 5 millions de pieds cubes). Le navire aurait 29 mètres de creux et un tirant d'eau de 11 mètres. La conduite en serait assurée par un équipage de 42 personnes. Le groupe de propulsion comprendrait trois hélices à pas fixe, chacune d'elles activée par un appareil moteur turboélectrique capable de produire à pleine puissance 135 mégawatts (180 000 chevaux-vapeur), soit une puissance cinq fois supérieure à celle des transporteurs de gaz naturel liquéfié classiques de taille semblable.

Les normes de construction de ces navires à double coque renforcée munis de citernes spéciales et d'un gros propulseur puissant seraient plus rigoureuses que celles qui s'appliquent d'ordinaire aux navires naviguant dans l'Arctique. Ils seraient également armés du plus récent équipement de détection, de calcul du point et de communications.

Les méthaniers ont été conçus de manière à pouvoir être déchargés dans plusieurs ports de l'Est du Canada et des États-Unis. À l'heure actuelle, il n'existe pas de marché aux États-Unis pour l'exportation des surplus de gaz naturel produits au Canada et on s'attend que la situation persiste pendant trois à six ans. En outre, le prix du gaz canadien n'est pas compétitif pour l'instant. Les promoteurs étudient la possibilité d'exporter le gaz naturel vers l'Europe, mais le projet de mise en valeur des ressources gazifères du Nord a été mis en veilleuse, du moins temporairement, faute de marché.

Les réserves prouvées de gaz naturel qui s'établissent à 570 milliards de mètres cubes (18 milliards de pieds cubes) justifient amplement l'utilisation de méthaniers pour leur transport. En outre, on estime que ce mode est beaucoup plus souple que celui du pipe-line puisqu'il permet des changements au niveau de la production ou du point de livraison. Rien ne permet actuellement d'affirmer que le pipe-line proposé par la société *Polar Gas* sera un jour construit dans les îles arctiques, mais la société Panarctic a affirmé au Comité que le projet pilote de l'Arctique permettrait dès maintenant d'acheminer vers le Sud, à une petite échelle, le pétrole de cette région.

En avril 1980, la Commission d'évaluation environnementale du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales recommandait l'approbation de la partie nord du projet, moyennant le respect de certaines conditions. Elle s'est dite favorable à une entreprise qui ouvrirait la voie du transport maritime ininterrompu dans l'Arctique et étendrait les connaissances qui existent au Canada sur cette région tant dans l'industrie qu'au gouvernement. Elle a estimé que le projet offrait l'occasion d'examiner, à une échelle réduite, les conséquences de la navigation durant toute l'année dans l'Arctique et de procéder à des recherches à ce sujet.

Soucieuse d'éviter que les navires empruntent des routes présentant des risques écologiques, la Commission a recommandé la création d'un organisme de contrôle relevant du ministère des Transports qui serait chargé de surveiller le mouvement des navires. Il est question, dans la partie sur la réglementation, de l'organisme de contrôle de la circulation maritime dans l'Arctique créé à la suite de cette recommandation. La Commission a aussi recommandé la mise sur pied d'un comité consultatif destiné à veiller à ce que l'on tienne compte des données biologiques dans le choix de la route empruntée et à conseiller l'organisme de contrôle sur les questions environnementales et socio-économiques découlant de la navigation dans l'Arctique durant toute l'année.

Le Canada aurait l'occasion, grâce à ce projet d'envergure modeste, d'expérimenter de nouvelles techniques pendant que l'ampleur de la mise en valeur des ressources du Nord le permet encore. Même si les navires-citernes brise-glace doivent être construits à l'étranger, une entente assure le transfert au Canada de cette technologie. De cette façon, le Canada pourra, par la suite, construire lui-même des navires de classe arctique.

Par conséquent, et je le répète volontiers, nous croyons qu'il est très important que le projet pilote de l'Arctique ait recours à des pétroliers brise-glace pour donner une démonstration pratique de la technologie applicable au pétrole.

Des systèmes très perfectionnés s'imposeront pour la production et le transport du pétrole, ainsi que des capitaux considérables et immédiatement disponibles. Nous sommes à même de commercialiser ce pétrole, mais nous devons en avoir le mandat. Il faudra savoir que le gouvernement favorise un tel développement et que le pétrole en question sera commercialisé, à condition de respecter les critères régissant la conception, la construction et les avantages pour le Canada, ainsi que les exigences environnementales et sociales. (M. C.R. Hetherington, Panarctic, fasc. 28:41, 9-6-1982)

La valeur d'un projet pilote est proportionnelle aux initiatives qu'il suscite dans la recherche de pointe ou l'application des techniques d'avant-garde. Si ce projet n'est pas mis en oeuvre avant qu'on commence à exploiter des ressources pétrolières dans la mer de Beaufort, les recherches menées pour établir la faisabilité et la sécurité de ce mode de transport auront été en grande partie inutiles.

C'est une des raisons pour lesquelles je dis que je préférerais de beaucoup voir un bâtiment de classe 7 transporter du gaz naturel liquéfié dans l'Arctique avant que des pétroliers ne commencent à y circuler: tout comme ce vieux capitaine de brise-glace qui a navigué dans ces régions pendant plus de trente ans et qui dit: «Oui, je pense que c'est possible, mais vous ne le saurez pas tant que vous ne l'aurez pas fait.» Ce qu'il nous disait, en fait c'est «soyez prudents, oui, je pense que c'est possible.» Oui, nous pensons tous que c'est possible, mais il nous faut prendre nos précautions. Nous risquons très gros. (M. G.M. Sinclair, ministère des Transports, fasc. 30:31-32, 15-6-1982)

C. Choix du mode de transport

Dans les pages précédentes, le Comité a voulu se faire l'écho des observations qui lui ont été faites lors de ses audiences au sujet des défis que posent les différents modes de transport auxquels on a proposé d'avoir recours dans l'Arctique. Le Comité conclut, des témoignages qu'il a entendus, que dans des circonstances favorables, le transport des hydrocarbures par navire-citerne ou par pipe-line ne présente pas de difficultés techniques ou écologiques insurmontables.

Tant dans les îles de l'Arctique que dans la région de la mer de Beaufort, on peut invoquer de très bonnes raisons pour justifier la mise en oeuvre d'un projet d'envergure modeste pouvant être développé par la suite. Dans les îles de l'Arctique, cette décision se justifierait en raison de l'absence actuelle de marchés, de la nouveauté des techniques proposées et de la possibilité de rentabiliser plus rapidement le projet en limitant les investissements initiaux qui seraient nécessaires.

Dans la région de la mer de Beaufort, le gouvernement fédéral et l'industrie favorisent un développement par étapes en fonction de l'importance des réserves prouvées. En effet, celles-ci ne justifient pas pour l'instant la mise en oeuvre d'un projet conçu pour répondre à un

niveau de production élevé. Les fluctuations dans les prix des produits pétroliers militent également en faveur d'un développement progressif.

Si la production était élevée, le mode de transport par pipe-line serait plus rentable que le mode maritime, mais il est difficile de financer un projet de ce genre en raison des investissements énormes qu'il exige et parce qu'il est presque impossible d'éviter que les devis soient dépassés. Comme le diamètre d'un pipe-line est fixe et qu'il s'agit d'un mode de transport rigide, le Comité estime qu'il ne constituerait pas un investissement prudent à l'heure actuelle compte tenu de l'incertitude qui plane au sujet de l'importance des réserves (du moins dans la région de la mer de Beaufort) et des marchés. Le Comité favorise un mode qui permettrait d'adapter facilement le taux de production au niveau des réserves prouvées ainsi qu'à la demande du marché, y compris du marché étranger.

En outre, le Comité approuve le plan de mise en valeur proposé qui vise à accroître progressivement le niveau de la production et les moyens de transport.

Nous avons exposé ce qui nous semble être la meilleure façon de procéder au développement dans la mer de Beaufort - soit un développement progressif. Nous pourrions commencer les travaux à une petite échelle, de fait, cela permettrait aux résidents du Nord de croître avec le projet, d'acquérir la formation qui serait utile dans les étapes subséquentes, etc., à l'industrie, de discuter des vraies répercussions du développement, plutôt que de spéculer sur la question. Ainsi, une fois ces phases franchies, nous pourrions éliminer ou, du moins, atténuer certaines des répercussions d'un développement pétrolier important. (M. G. Bezaire, Esso, fasc. 17:35, 16-2-1982)

Le Comité répète qu'il importe, à son avis, que le Canada demeure un chef de file dans le domaine de l'océanologie arctique et de la construction de navires de classe arctique. Le choix du mode de transport maritime lui permettrait de faire sa marque dans ce domaine. La mise en service progressive de navires-citernes dans l'Arctique permettrait de surveiller les conséquences de leur utilisation.

Si la mise en valeur des ressources du Nord se fait par étapes, les résidents de la région auront le temps d'acquérir la formation qui leur permettra d'occuper un emploi relié au projet et les entreprises régionales seront en mesure de profiter pleinement des occasions d'affaires. La mise en place d'un système de transport par navire-citerne pourrait prendre jusqu'à dix ans. L'activité industrielle qui en découlerait se maintiendrait donc plus longtemps et l'économie régionale aurait à subir des pressions inflationnistes moins grandes. Les localités du delta pourraient s'adapter à leur croissance qui se poursuivrait sans doute durant la phase d'exploitation; elles seraient ainsi en mesure d'assumer une part des frais découlant du développement des services.

Le Comité estime que le mode de transport maritime se prête mieux que le pipe-line à un développement progressif puisqu'il peut s'adapter à différents niveaux de production, mais il considère qu'il sera probablement nécessaire dans l'avenir de jumeler ces deux modes de transport.

Le Comité recommande:

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.

LES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT PÉTROLIER DE L'ARCTIQUE

A. La région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

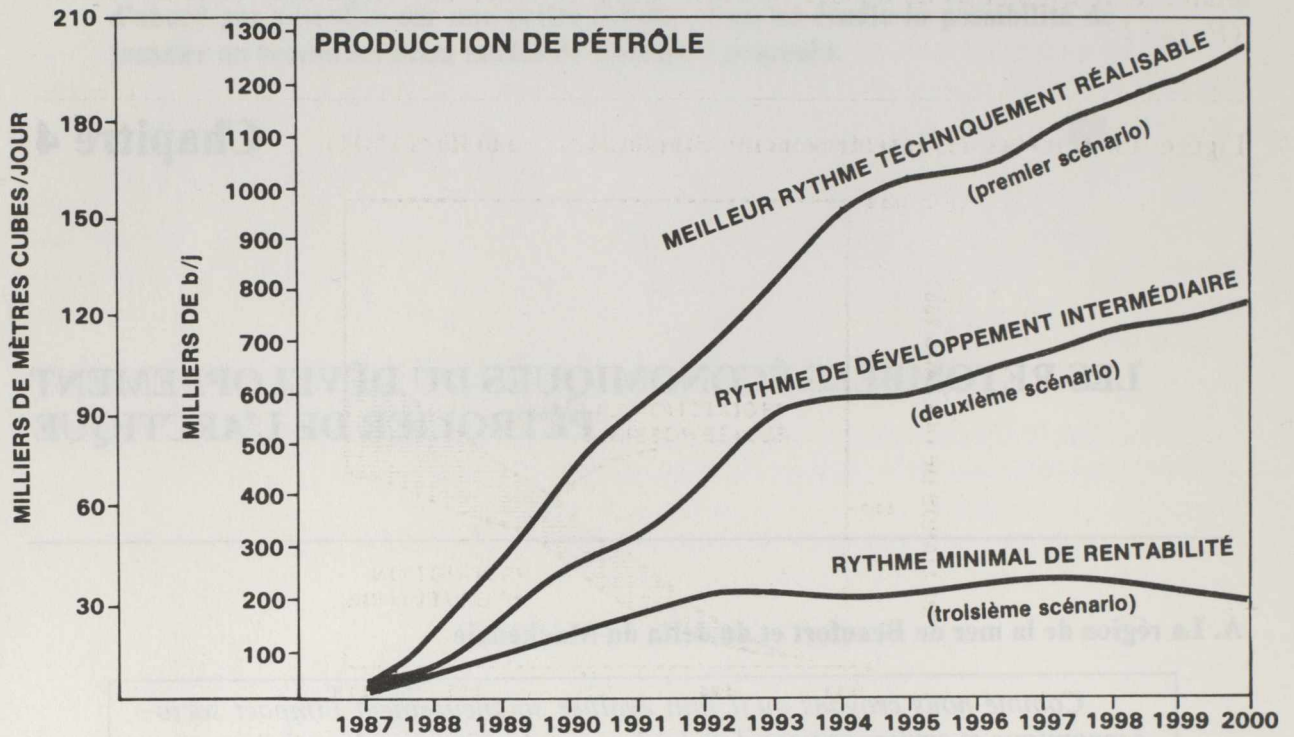
Comme nous croyons qu'il faut évaluer soigneusement l'impact socio-économique et environnemental de tout projet de mise en valeur des ressources, nous essayons d'étudier ces questions tout en procédant à des évaluations d'ingénierie. Nous voudrions maximiser les retombées du développement et réduire au minimum ses effets négatifs. (M. K. Jespersen, NOVA, fasc. 18:24, 2-3-1982)

1. Introduction

Les promoteurs partent de l'hypothèse que le pétrole sera produit selon l'un des rythmes suivants: soit le meilleur rythme de production techniquement réalisable (premier scénario), soit le rythme de production moyen (second scénario). D'ici l'an 2000, l'écart entre ces deux scénarios serait de l'ordre de 80 000 mètres cubes (500 000 barils) par jour (Figure 12). Bien que les analyses de l'Énoncé d'incidences environnementales s'appuient principalement sur le premier scénario, il est plus probable que le développement se fera à un rythme beaucoup plus lent. Ce pronostic est fondé entre autres sur le témoignage de l'ONÉ qui a déclaré au Comité que les ressources de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ne seront vraisemblablement pas exploitées avant le début des années 90.

Les sociétés Dome, Esso et Gulf prévoient que le développement de cette région aura d'importantes retombées sur le plan des investissements et de l'emploi. Trois facteurs pourraient modifier ces prévisions. Tout d'abord, si les pronostics de l'ONÉ sont exacts, les retombées économiques d'ici à l'an 2000 seront inférieures aux prévisions pour le premier comme pour le deuxième scénario. Deuxièmement, l'exploitation du gaz naturel ne provoquerait des retombées qu'à compter de 1990-1992 grâce au raccordement du gazoduc de Dempster à celui de la route de l'Alaska. Or ce dernier projet est pour l'instant en suspens.

Figure 12: Rythmes éventuels de production du pétrole



Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 2, p. 7.1.

Nous sommes d'avis qu'il serait avantageux d'acheminer le gaz de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie par le gazoduc latéral proposé de Dempster. (M. D. Motyka, Gulf, fasc. 20:28, 23-3-1982)

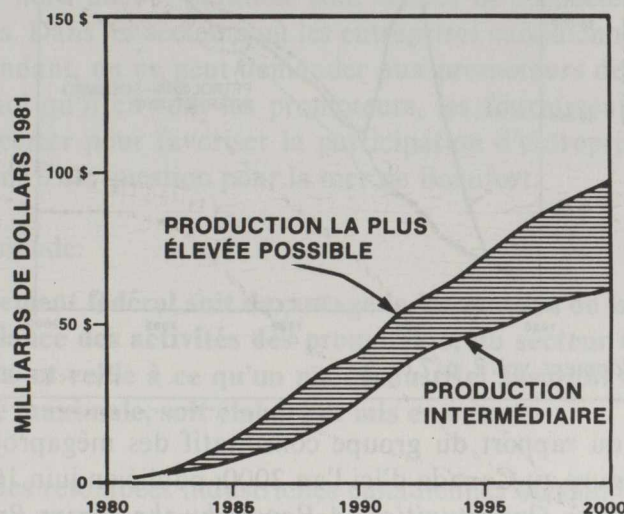
Troisièmement, les retombées sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du brut constant de 34 \$ US le baril jusqu'en 1983, avec une augmentation ultérieure de 1,5 à 2 % au-dessus de l'indice de déflation du produit national brut américain (c'est-à-dire en valeur réelle). Or, dernièrement, le prix du brut a enregistré une tendance à la baisse. Si cette tendance se maintenait ou si les prix devaient s'écarter de l'hypothèse mentionnée à l'instant, la production de pétrole et les recettes futures en subiraient le contrecoup.

2. Retombées économiques nationales

Les investissements pétroliers dans la région de la mer de Beaufort auront une triple incidence économique: une incidence primaire sur les industries dont la production serait directement stimulée; une incidence secondaire, aussi appelée effet d'entraînement, touchant les industries tributaires des premières, et enfin une incidence tertiaire qui susciterait une accélération générale de l'activité économique due aux dépenses de consommation des familles.

Du point de vue des investissements en capital, on s'attend que le développement pétrolier injecte dans l'économie canadienne, d'ici à l'an 2000, de 67 milliards (scénario intermédiaire) à 100 milliards de dollars (premier scénario), selon le rythme de production atteint (Figure 13).

Figure 13: Courbes des investissements cumulatives (en dollars 1981)



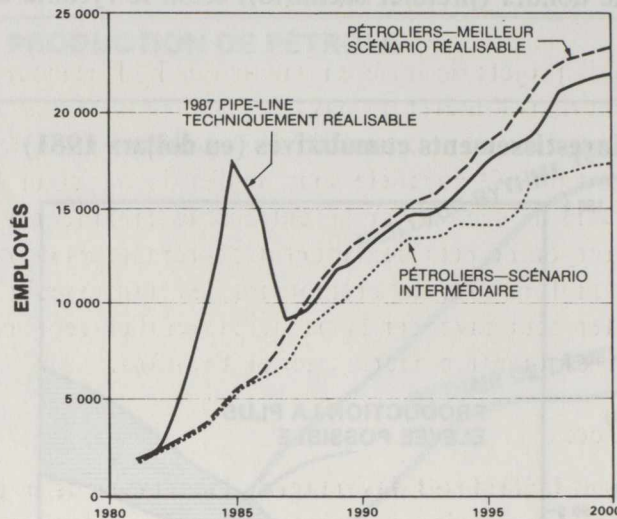
Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 2, p. 7.5.

Si l'on atteint le meilleur volume de production techniquement réalisable, les activités économiques primaires, secondaires et tertiaires apporteraient à l'économie canadienne d'ici à l'an 2000 une contribution de l'ordre de 210 à 220 milliards de dollars (1981), faisant augmenter de 3 % le produit national brut annuel réel. Le gouvernement fédéral recevrait 118 à 122 milliards de dollars en redevances et taxes de production d'ici la fin du siècle, et verrait sa balance commerciale devenir excédentaire à partir de la fin des années 80.

Par ailleurs, selon les prévisions de l'Énoncé d'incidences environnementales, la mise en valeur de cette région provoquerait la création d'environ 17 000 (scénario intermédiaire) à 24 000 (premier scénario) emplois primaires d'ici la fin du siècle. Alors que dans le cas de la construction d'un pipe-line la courbe d'emploi atteindrait un sommet vers 1986, dans l'hypothèse d'un transport par mer, elle progresserait de façon plus stable (Figure 14). Les promoteurs s'attendent que le projet crée environ 120 000 à 200 000 nouveaux emplois primaires, secondaires et tertiaires. À un rythme de production moyen, plus probable, il faudrait réduire de 25 et 35 % respectivement les possibilités d'emploi et d'investissement.

Le taux de participation canadienne aux activités dans la mer de Beaufort est actuellement d'environ 75 %. Présumant que les industriels canadiens voudront profiter au maximum de la demande déclenchée par ce projet, les promoteurs prévoient une augmentation de ce taux à 85 % d'ici l'an 2000, notamment dans les domaines de la production de tuyaux, de soupapes, de pompes et de turbines, et dans ceux des services d'ingénierie et de gestion, des activités industrielles de construction navale et de transport et dans le secteur des services.

Figure 14: Demande totale de main-d'œuvre



Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 2, p. 7.6.

Selon les auteurs du rapport du groupe consultatif des mégaprojets canadiens sur les investissements d'envergure au Canada d'ici l'an 2000, publié en juin 1981 (*Major Canadian Projects—Major Canadian Opportunities, A Report by the Major Projects Task Force on Major Capital Projects in Canada to the Year 2000*), des projets de l'envergure de ceux de la mer de Beaufort pourraient avoir un rôle de catalyseur sur la structure industrielle de notre pays. La forte demande de produits industriels qui résultera de ce projet est un défi lancé au secteur manufacturier canadien.

Nous avons étudié la capacité de l'industrie à offrir les biens et services requis pour cette exploitation. Nous sommes d'avis qu'elle serait de l'ordre de 80 % et qu'elle augmenterait à mesure que l'industrie serait à même de répondre à la demande. (M. G. Bezaire)

Une réalisation progressive du projet aurait-elle une influence sur le taux de participation canadienne? En d'autres mots, l'industrie pourrait-elle ainsi se rattraper et fournir l'équipement nécessaire? (Mme S. Dakers, Bibliothèque du Parlement)

Cela faciliterait certainement les choses. La réalisation concomitante d'autres projets aurait un impact encore plus important. Si le projet des sables bitumineux, celui du gazoduc de l'Arctique, celui des réserves Hibernia et d'autres projets du genre étaient tous entrepris simultanément, cela saignerait certainement l'industrie canadienne. Je crois que cela serait le principal facteur. (M. G. Bezaire, Esso, fasc. 17:31, 16-2-1982)

L'industrie canadienne ne pourra s'adapter à cette situation du jour au lendemain. En conséquence, plus vite les promoteurs feront connaître leurs besoins, plus le secteur manufacturier aura le temps de s'adapter à la nouvelle situation et d'augmenter sa participation à ces projets gigantesques. Il serait utile à cet égard que les promoteurs fournissent des devis qui tiennent compte des capacités de fabrication canadienne. Il faudrait en d'autres mots respecter certaines normes de design pour que les fournisseurs canadiens puissent être compétitifs.

Cela requiert aussi une subdivision du projet en unités plus restreintes, gestion, ingénierie et ainsi de suite, pour faciliter la participation d'entreprises canadiennes et leur donner le temps de se développer en vue de travaux plus importants.

La visibilité des grands projets de mise en valeur des hydrocarbures exige des promoteurs un rendement qui soit dans l'intérêt du pays. Vu leur importance, le taux de participation gouvernementale est très élevé. En vertu de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, les entreprises opérant au nord du 60^e parallèle sont tenues de respecter le plan canadien de retombées économiques. Dans les secteurs où les entreprises canadiennes sont inexistantes ou non compétitives, cependant, on ne peut demander aux promoteurs de maximiser la participation canadienne. Quoi qu'il en soit, les promoteurs, les fournisseurs et le gouvernement fédéral devront se concerter pour favoriser la participation d'entreprises canadiennes à des projets comme ceux dont il est question pour la mer de Beaufort.

Le Comité recommande:

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.

La maximisation des retombées industrielles canadiennes dépend énormément du calendrier de réalisation des multiples mégaprojets canadiens envisagés. À partir des données rassemblées par le Bureau des retombées industrielles et régionales du ministère de l'Industrie et du Commerce, il faudrait faire des prévisions concernant les mégaprojets à mettre en train, de manière que les milieux canadiens des affaires et du travail ne soient pas pris par surprise. Car si plusieurs de ces projets étaient mis en chantier simultanément, par exemple le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta, la pose d'un gazoduc de l'Arctique et l'extraction du pétrole du champ Hibernia, de sérieux goulets d'étranglement risqueraient de se produire. Pareil état de choses aurait non seulement un effet inflationniste en raison d'une demande de matériaux excédentaire, mais couperait en quelque sorte l'herbe sous les pieds des fournisseurs canadiens.

Le démarrage des projets et la présence d'une main-d'oeuvre qualifiée suffisante auront également un effet déterminant sur la participation des travailleurs canadiens à la réalisation des grands projets. Selon la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada (CEIC), plusieurs études récentes sur le marché du travail ont signalé d'éventuelles pénuries de main-d'oeuvre dans certaines spécialités du génie et certains métiers hautement spécialisés, tels les soudeurs de construction navale, les tuyauteurs et les officiers de génie civil. La pénurie dans cette dernière catégorie préoccupe particulièrement le Comité puisque la sécurité et la fiabilité du transport par pétrolier dépendront en grande partie de la compétence des équipages. De plus, le surplus de travailleurs dans certaines catégories d'emploi (Tableau 2) pourrait se transformer en pénurie avec l'accélération du développement. Il faudra de toute façon offrir de nouveaux programmes de formation pour élever les niveaux de compétence professionnelle. Bien que le gouvernement fasse déjà certains efforts pour offrir des programmes de formation qui répondent davantage aux besoins professionnels, les projets de courte durée posent un problème spécial. Des périodes de pointe peuvent être suivies d'une forte baisse de la demande de main-d'oeuvre dans telle ou telle profession. Entre le début et la fin d'un programme de formation la demande dans certains secteurs peut s'infléchir, après avoir été très

Tableau 2
Liste partielle des professions requises pour les projets pétroliers offshore dans le nord

N° de la CCDP ¹	Profession	PPPC ²		Vacances- Banque nationale d'emplois 01-06-82	Situation sur le marché travail
		Canada Bassin travailleurs 1979	Presta- taires de l'A.C. 30-06-82		
1131	Directeurs de projets	6 650	241	12	Équilibre
2112	Géologues/géophysiciens	5 745	396	10	Équilibre
2142	Ingénieurs de procédés (chimistes)	4 740	143	20	Pénurie
2143	Ingénieurs civils	22 080	820	34	Équilibre
2144	Ingénieurs électriciens	18 490	323	46	Pénurie
2145	Spécialistes en organisation industrielle	21 040	364	24	Équilibre
2153	Ingénieurs des mines	1 695	59	18	Équilibre
2154	Ingénieurs du pétrole	2 705	14	5	Pénurie
4150	Spécialistes magasiniers ordonnanciers et distributeurs	15 150	816	—	Équilibre
7711	Foreurs-Sondeurs	6 065	2 818	2	Excédent
7719	Manœuvres (pét. et gaz naturel)	7 725	1 773	10	Excédent
8335	Soudeurs	75 500	22 216	5	Excédent
8337	Chaudronniers	9 575	2 249	4	Excédent
8584	Mécaniciens-monteurs (Mécaniciens indus- triels)	117 230	12 601	74	Excédent
8589	Graisseurs	25 135	2 080	8	Excédent
8719	Excavateurs (n.c.a.)	5 070	1 061	—	Excédent
8733	Installateurs-électriciens (Construction)	16 525	13 777	15	Excédent
8786	Travailleurs spécialisés dans l'isolation	4 555	1 694	1	Excédent
8791	Tuyauteurs	49 710	11 555	2	Excédent
8793	Monteurs de charpentes métalliques	8 545	5 082	3	Excédent
8798	Manœuvres d'entreprise de construction	85 650	72 916	—	Excédent
9155	Matelots de pont	6 900	2 625	—	Excédent
9199	Monteurs d'appareils de levage	5 330	290	—	Excédent
9311	Monteurs d'appareils de levage	19 170	3 057	—	Excédent

(1) Classification canadienne descriptive des professions.

(2) Programme des prévisions relatives aux professions canadiennes.

Source: Canada, Sénat, *Délibérations du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord*, fasc. 36, 15-9-1982, p. A:283.

forte au début. Pour bien synchroniser formation et besoins, il faut donc connaître ces derniers à l'avance. Si plusieurs grands projets sont mis en chantier en même temps, il sera difficile pour le Canada de satisfaire régulièrement la demande de personnel formé.

La CEIC a mis sur pied un Programme national de formation dans l'industrie en vertu duquel le gouvernement fédéral passerait des contrats avec des employeurs pour les aider à former des employés. Ces contrats prévoient le remboursement à l'employeur des frais

directs de formation et d'une partie des salaires des stagiaires. Cette modalité est conforme au Programme national de formation, adopté par le gouvernement en juillet 1982, et qui a pour objet la formation des travailleurs dans les nouvelles professions technologiques requises pour les projets de développement des ressources. Ce programme comporte également un volet de cours de formation en établissement. Les industriels intéressés à la région de la mer de Beaufort et aux îles de l'Arctique se sont dits prêts à collaborer avec le gouvernement en ce domaine.

La CEIC met aussi au point un instrument de prévision des besoins de main-d'oeuvre et des catégories d'emploi où il y a des débouchés, de manière que besoins et compétences se correspondent. Ce programme serait opérationnel en 1983 et devrait permettre de prévoir, par profession et par région, les déséquilibres de main-d'oeuvre sur une période de trois à dix ans.

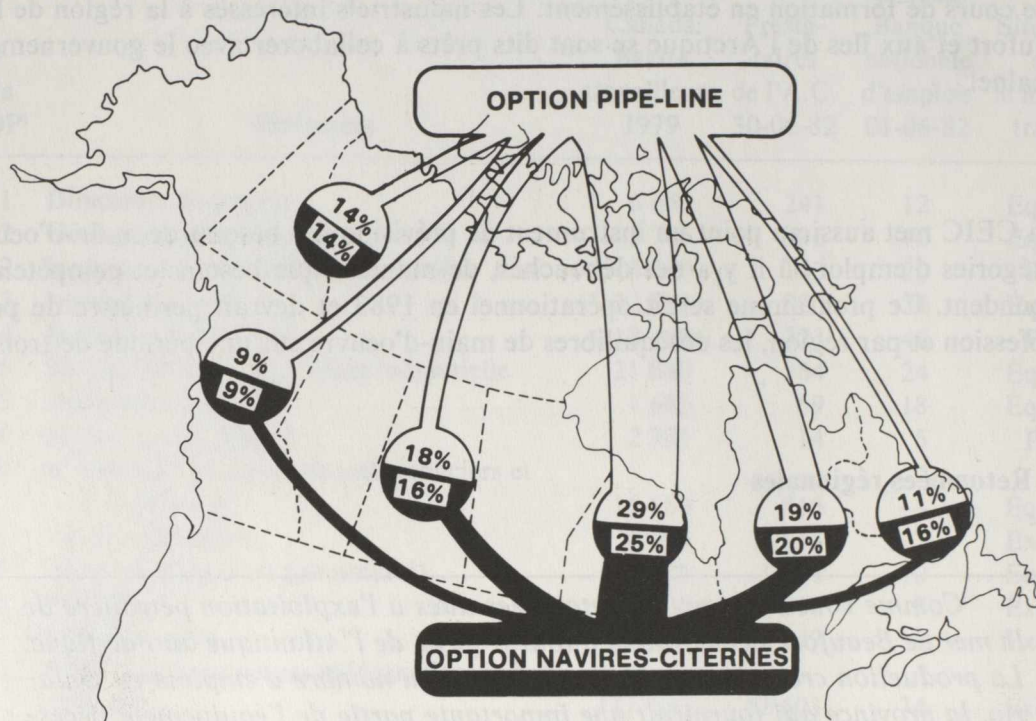
3. Retombées régionales

Comme vous le voyez, les retombées dues à l'exploitation pétrolière de la mer de Beaufort s'étendraient à tout le pays, de l'Atlantique au Pacifique. La production créerait certainement un certain nombre d'emplois en Ontario, la province qui fournirait une importante partie de l'équipement nécessaire, comme l'équipement électrique, certains appareils mécaniques et de l'acier. Les provinces maritimes et la Colombie-Britannique participeraient au secteur de la construction maritime. L'Alberta serait le principal fournisseur de services d'ingénierie et de logistique. Les retombées s'étendraient à tout le pays et la participation étrangère serait relativement minime. (M. G. Bezaire, Esso, fasc. 17:31, 16-2-1982).

Que le pétrole soit transporté par navires-citernes ou par pipe-line, les retombées économiques sont à peu près identiques à l'échelle nationale, mais elles varient beaucoup d'une région à l'autre. En effet, la provenance des matériaux et des services diffère selon le mode de transport retenu (Figure 15). Le transport par navires-citernes exigerait la construction d'un nouveau chantier naval dans les provinces de l'Atlantique, entraînant d'importantes retombées pour cette région. Il faudrait aussi agrandir les chantiers navals existants du Québec et de la Colombie-Britannique. D'un autre côté, les pièces nécessaires à la construction d'un pipe-line proviendraient surtout du Centre et de l'Ouest du pays, ce qui concentrerait alors les retombées économiques dans ces régions. C'est surtout en Ontario et dans les provinces des Prairies que les effets secondaires seront les plus sensibles, sous la forme d'achats interrégionaux et d'achats en sous-traitance respectivement.

Les débouchés d'emploi primaires seront les plus élevés en Alberta et dans les Territoires du Nord-Ouest. L'emploi secondaire lié à la fourniture de matériaux et de services profitera au Québec et à l'Ontario, où l'incidence sur l'emploi primaire est par contre comparativement négligeable.

Figure 15: Répartition des matériaux destinés au transport par pipe-line ou par navires-citernes selon la région d'origine



Source: *Hydrocarbon Development*, vol. 2, p. 7.12.

L'exploitation des gisements sous-marins et frontaliers fournira des débouchés économiques importants à toutes les régions du Canada, y compris à celles qui sont particulièrement défavorisées à cet égard... Nous devons développer les instruments qui nous permettront de mener à bien les exploitations choisies. (L'hon. H.A. (Bud) Olson, ministre d'État au Développement économique, fasc. 16:8, 9-2-1982).

Si on choisit le transport par navires-citernes, la demande de produits industriels se fera surtout sentir dans le secteur des chantiers navals. Les débouchés que cette demande ouvre pour nos chantiers ont amené le Comité à analyser de façon plus approfondie le défi qu'ils auraient à relever sur le plan de l'offre.

Dome a estimé que le transport des ressources par navires-citernes entraînerait d'ici 1985 des dépenses de l'ordre de 2,6 milliards de dollars au poste de la construction maritime, comparativement au chiffre courant d'environ 500 millions de dollars par an dans ce secteur. Le sous-comité des transports a mis en évidence dans son rapport au groupe de travail consultatif des mégaprojets d'octobre 1980 (*Transportation Subcommittee Report to the Major Projects Task Force*), l'énorme impact du projet de développement de la mer de Beaufort sur l'industrie navale canadienne. Les données actuelles indiquent que pour une

liste partielle de 12 navires de types différents, les dépenses affectées au projet de développement de la mer de Beaufort représentaient 60 % du total des dépenses de construction maritime au cours des années 80 et au début des années 90 (Tableau 3). Et plus important encore, les superpétroliers représentaient près de la moitié de ce pourcentage. Par classe, les superpétroliers sont considérés par les auteurs de ce rapport comme les navires ayant les meilleures chances d'attirer des retombées à long terme pour le Canada, s'ils étaient construits dans des chantiers navals canadiens.

Tableau 3
Prévisions des dépenses totales de construction maritime,
par projet (en millions \$ 1980)

Projet	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	Total	Niveau	Pourcentage
2.1 Pétrole et gaz de la mer de Beaufort	—	461	857	1 544	1 598	1 647	1 620	1 189	1 320	604	—	—	10 840	É	60
2.2 Projet pilote de l'Arctique	—	46	117	480	344	241	72	—	—	—	—	—	1 300	É	7
2.3 Flotte hauturière battant pour Can.	—	—	57	151	213	542	421	426	356	265	169	—	2 600	B	14
2.4 Expansion de la flotte des Grands Lacs	—	10	27	111	81	55	16	—	—	—	—	—	300	É	2
2.5 Pêches com. et gov.	45	184	199	213	228	217	23	23	24	25	—	—	1 181	M	6
2.6 Investissement dans la flotte de la Garde côtière	30	40	49	55	57	58	57	58	57	58	57	58	634	M	4
2.7 Programme com. des frégates de patrouille	—	—	—	26	69	98	249	193	195	164	122	78	1 194	É	7
Total annuel	75	741	1 306	2 580	2 590	2 858	2 458	1 889	1 952	1 116	348	136	18 049		100

Source: *Rapport du Sous-comité des transports au groupe de travail consultatif des mégaprojets*, Octobre 1980, p. 32.

Nous n'avons pas au Canada . . . la capacité de construire des navires-citernes assez grands pour ce projet; nos chantiers navals actuels ne sont pas assez gros. Cela changera toutefois avec le temps. (M. E.H. Dudgeon, Conseil national de recherches, fasc. 23:37, 4-5-1982)

Bien que le Canada cherche à se faire reconnaître comme un leader dans le domaine de la technologie des brise-glaces et de la construction des navires commerciaux destinés à la navigation polaire, la capacité limitée de son industrie de construction maritime pourrait freiner les activités de développement dans l'Arctique. Le problème vient essentiellement du fait que les chantiers navals canadiens sont en ce moment incapables de construire les bâti-

ments de très grande taille exigés, qui requièrent des capacités de lancement supérieures à celle de 80 000 tonnes en poids lourd de nos chantiers. Ceux-ci ne pourraient donc participer ni à la construction des méthaniers destinés au projet pilote de l'Arctique, ni à celle de pétroliers brise-glace ou des navires d'entreposage et de traitement requis qui seront utilisés dans la région de la mer de Beaufort.

L'offre pourrait également subir d'autres contraintes, notamment en matière d'approvisionnement des chantiers navals canadiens en matériaux. Selon le rapport du sous-comité des transports susmentionné, notre industrie ne serait, dans les conditions actuelles, capable de fournir que 38 % des matériaux, de la machinerie et de l'outillage nécessaires à la construction des 12 types de navires susmentionnés.

Je crois que les aciéries canadiennes ont la capacité de fabriquer les matériaux requis, mais vous devez également avoir un marché; il faut que quelqu'un achète assez d'acier pour que sa production soit rentable. C'est un problème. Certains de ces aciers [entrant dans la construction des navires] sont très spéciaux. (M. E.H. Dudgeon, Conseil national de recherches, fasc. 23:38, 4-5-1982)

Autrement dit, pour éviter la dépendance à l'égard de sources d'approvisionnement externes, l'industrie canadienne devra répondre massivement aux nouvelles demandes que créeront les projets de transport des ressources du Nord.

Le développement de la région de la mer de Beaufort donnerait aux chantiers navals canadiens une occasion sans précédent d'accroître leur capacité de production, surtout si on choisissait de transporter le pétrole par navires-citernes.

Pour saisir cette occasion, dans le cadre de la demande en question (Tableau 3), les auteurs d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce sur l'offre et la demande, estiment que l'industrie devrait croître de 20 %, étant exclue une expansion en vue de construire les plus gros superpétroliers.

Mais les entreprises de construction maritime ne s'ouvriraient à ce développement qu'en fonction de la rapidité de la mise en valeur du pétrole et du gaz offshore et de la propension des promoteurs à inscrire des commandes fermes. L'adaptation des chantiers navals actuels à la nouvelle technologie des navires arctiques pourrait poser quelques problèmes et il serait peut-être préférable de recourir à des installations nouvelles. Les possibilités d'expansion futures comportent également des risques accrus sur le plan des techniques de construction de ces nouveaux navires et en raison des cycles en dents de scie de l'activité dans le secteur des ressources énergétiques.

Le ministère de l'Industrie et du Commerce estime qu'au cours des cinq prochaines années quelque 650 millions de dollars pourraient néanmoins être versés à titre d'investissement à l'expansion et de 700 à 800 millions de dollars le seraient dans de nouvelles installations, dans ce dernier cas en fonction surtout du calendrier de mise en valeur de la région de la mer de Beaufort. Pour réaliser ce potentiel d'expansion et accroître notre capacité industrielle, les chantiers navals canadiens devront augmenter de beaucoup leurs investissements en capital. Les chantiers existants doivent être modernisés et il faut en construire au moins

un nouveau pour être en mesure de satisfaire la forte demande de navires destinés au transport dans l'Arctique. Il est également urgent de concevoir d'autres types de navire et d'en fabriquer les prototypes au Canada.

Le Comité recommande:

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 semblables.

4. Retombées dans le Nord

Au départ, nous avons embauché moins d'une centaine de résidents du Nord, pour occuper presque exclusivement des emplois non spécialisés. Notre plan d'action positive visait l'embauche d'au moins 50 % de résidents locaux pour occuper des emplois spécialisés. Nous avons atteint cet objectif et notre main-d'œuvre septentrionale compte maintenant environ 400 personnes, qui occupent des postes aussi variés que ceux de pilotes, d'opérateurs de radio, de secrétaires, de préposés aux ordinateurs et autres. (M. M. Todd, Dome, fasc. 21:102, 31-3-1982)

Il y a vingt ans, les deux piliers de l'économie de la région de la mer de Beaufort étaient les richesses de la faune et de la flore et le gouvernement. Aujourd'hui, l'industrie du pétrole est devenue le troisième pilier économique du Nord.

Selon une étude effectuée par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (*NWT Data Book*, Outcrop Ltd., 1981), la société Dome a, de 1976 à 1980, créé 390 années/personnes d'emploi qui ont généré 8 millions de dollars en traitements et salaires dans les Territoires du Nord-Ouest. Puisque Dome opère dans la région de la mer de Beaufort, c'est surtout là que les retombées auraient été les plus visibles. L'entreprise a acheté environ 65 millions de dollars en biens et services locaux, ce qui a engendré 600 années/personnes d'emploi secondaires et près de 12 millions de dollars en traitements et salaires pour les résidents des Territoires. Le commerce dans le Nord en a également bénéficié grâce aux ordres d'achat et contrats. De son côté, la société Esso a, dans cette même région, employé annuellement environ 70 années/personnes en moyenne et versé 36 millions de dollars en biens et services, de 1978 à 1981.

Les promoteurs prévoient qu'une part importante des retombées de l'exploitation des ressources du Nord ira directement aux résidents locaux. De nombreuses offres d'emploi seront faites à ceux d'entre eux qui désirent participer aux activités de production du pétrole. L'Énoncé d'incidences environnementales estime que d'ici 1990 de 3 000 à 4 000 postes seraient occupés par les résidents du Nord; et ce nombre devrait atteindre 5 000 à 7 000 d'ici l'an 2000. Les travaux auraient également une incidence sur les taux d'emploi secondaire et tertiaire.

Les données incorporées dans *L'entente d'exploration pour la mer de Beaufort* conclue par les trois pétrolières Dome, Esso et Gulf, et qui ont été présentées au Comité, sont beau-

coup plus modestes. Tandis que les résidants du Nord représentaient 46 % de l'emploi créé par le développement offshore, d'ici 1990 le nombre total de résidants du Nord employés serait deux fois moins élevé que prévu par l'ÉIE. Le Comité reconnaît que ces chiffres sont antérieurs à ceux de l'ÉIE, mais ils se rapprochent de ceux que lui a présentés la société Esso.

L'approvisionnement en biens et services dans les régions du Nord devrait, d'ici l'an 2000, représenter environ 14 % du total des 47 (deuxième scénario) à 60 (premier scénario) milliards de dollars que dépensera le Canada. En outre, le Nord pourrait également attendre d'importantes retombées non quantifiables, par exemple une amélioration du système d'éducation, des moyens de transport et des services médicaux et sociaux, ainsi que la promotion des entreprises locales et l'expansion du secteur des services.

Les sociétés pétrolières reconnaissent cependant que l'emploi à long terme est loin d'être garanti et qu'il ne suffit pas, pour rendre plus autosuffisante l'économie du Nord, d'offrir des emplois ou des affaires se rapportant à l'exploitation du pétrole. La sécurité d'emploi est plutôt rare en ce domaine, vu le caractère saisonnier des opérations de forage. Dome prévoit cependant opérer toute l'année dès 1983. Une des principales plaintes exprimées est l'absence d'offres d'emploi spécialisé aux Autochtones du Nord qui n'auraient pas la compétence voulue. Cette situation ne s'améliorera que graduellement en fonction de l'expansion de l'emploi à plein temps et du développement des installations de formation technique.

Une bonne partie de la formation initiale se donne à l'école technique de Fort Smith, où se trouvent déjà beaucoup de nos installations. Nous travaillons en collaboration avec eux. Nous nous servons aussi des véhicules utilisés dans l'industrie, pour en montrer le fonctionnement au personnel, de sorte que, quand nous serons prêts à démarrer dans quinze mois, les employés auront déjà une bonne idée du travail à faire et n'auront plus à être formés sur le tas. Pour des raisons de sécurité, il est dangereux de précipiter la formation de ces gens et de s'attendre qu'ils travaillent en prenant les précautions nécessaires. (M. D. Motyka, Gulf, fasc. 20:55, 23-3-1982)

Les industriels se sont dits prêts à collaborer avec le gouvernement pour améliorer la compétence des résidants du Nord, et ont mis leurs propres installations au service des programmes de formation. Le Programme national de formation dans l'industrie, dont il a déjà été question, encadre cette coopération. Les fonds de ce programme peuvent être affectés directement à la création de services de formation qui permettront aux Autochtones de profiter des débouchés qui leur sont offerts dans les centres urbains ou sur les chantiers des mégaprojets.

Le Comité recommande:

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.

N'ayant pas eu accès à une formation supérieure, les travailleurs du Nord sont souvent incapables de remplir des postes de professions spécialisées; de même, les commerçants du

Nord sont défavorisés puisqu'ils n'ont pas les compétences voulues pour offrir à l'industrie les biens et services sophistiqués dont elle a besoin. Une étude des biens et services offerts par les entreprises locales (*NWT Data Book*, Outcrop Ltd., 1981) montre, en effet, qu'en 1980, 22 firmes ont fourni 89 % des biens et services achetés par *Canmar*. Cette concentration signifie que peu d'entreprises du Nord ont la capacité de fournir régulièrement à l'industrie le volume de biens et services qu'elle requiert. Les commerçants se sont également plaints de la façon dont les contrats d'approvisionnement étaient conclus au détriment des entreprises plus modestes. Le calendrier du développement et la répartition du travail sont parmi les principaux facteurs susceptibles d'encourager les commerçants du Nord à participer au développement de la région de la mer de Beaufort. Les observations du Comité concernant la participation canadienne sont cruciales pour la maximisation des retombées régionales.

Le Comité recommande:

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 des retombées économiques.

La mise en valeur des ressources en hydrocarbures de la région de la mer de Beaufort a, sans aucun doute, déjà rendu cette région plus prospère, mais a du même coup créé une surchauffe dans le secteur tertiaire, plongeant les fournisseurs de biens et services dans un climat d'incertitude. Pourtant la diversification de l'économie du Nord et le développement de ses rapports avec d'autres secteurs économiques de la région ne sauraient se passer d'entreprises innovatrices et en expansion. Les industriels cherchent à faire leur part pour encourager le secteur des services, et mènent des politiques dynamiques en matière d'approvisionnement et d'information sur les débouchés commerciaux. Ils voient aussi toutes les possibilités qu'ouvrent les coentreprises aux sociétés installées plus au sud et aux sociétés locales, dans les secteurs de la construction et de l'équipement. Ils suggèrent au gouvernement d'améliorer les établissements de formation et d'accorder de nouveaux crédits d'affaires.

Puisque d'autres régions du Canada profiteront de l'exploitation des ressources dans le Nord, le Comité estime qu'il ne serait pas équitable que les territoires du Nord n'aient pas également part au gâteau. Il faudrait par exemple trouver le moyen d'utiliser une partie des retombées pour créer des conditions économiques capables de stabiliser les sources de revenu.

Le Comité recommande:

Qu'une part définie des revenus provenant de la mise en valeur des hydrocarbures soit versée dans une sorte de fonds du patrimoine qui servirait de cousin économique et de fonds d'investissement destiné à promouvoir la diversification de la base économique du Nord.

On sait déjà que la rapide expansion industrielle à laquelle la région de la mer de Beaufort a été exposée depuis quelques années soulève des espoirs mais introduit aussi des valeurs nouvelles, en contradiction avec l'ordre social existant. Ce conflit pourrait déboucher sur des problèmes sociaux comme ceux de l'alcoolisme, du crime, de la violence et de la dépendance à l'égard du bien-être social. Les mégaprojets peuvent également avoir pour effet secondaire de faire apparaître certaines demandes sur le plan de l'infrastructure en vue d'améliorer les services d'éducation, de santé, de transport et de communication. Pour faire face à cette

montée de problèmes sociaux et à cette expansion de l'infrastructure du Nord, il faudra puiser dans le trésor, déjà lourdement grevé, des gouvernements territoriaux, qui sont sous pression pour comprimer leurs dépenses.

Effectivement, nous considérons que les gouvernements sont les mieux placés pour fournir des services publics. D'une certaine façon, les installations que nécessitent la construction et l'exploitation finissent par être d'utilité semi-publique, voire publique, même si à l'origine nous les construisons entièrement à nos frais.

En ce qui concerne les services d'enseignement, de soins de santé, de transport et de communication, nous attendons qu'ils soient fournis par les gouvernements . . . (M. S.R. Blair, NOVA, fasc. 18:31, 2-3-1982)

Le Comité s'inquiète donc des coûts sociaux du développement - hausse éventuelle des désordres sociaux et détérioration des services - attribuables à la présence temporaire d'une population étrangère et à l'assimilation de valeurs sociales nouvelles.

Le Comité recommande:

Que le gouvernement fédéral finance un plus grand nombre de programmes sociaux visant à développer l'infrastructure du Nord et à empêcher une détérioration éventuelle du milieu humain.

B. Les îles de l'Arctique

1. Retombées économiques nationales

Le projet pilote de l'Arctique, qui a pour objet le développement de la technologie arctique, servira aussi à implanter dans l'économie canadienne et sur une échelle relativement petite de nouvelles exigences technologiques en matière d'offre. En présumant que l'économie canadienne continuera à ne pas tourner à pleine capacité, le projet pilote de l'Arctique aura une incidence globale beaucoup plus considérable sur les revenus canadiens totaux que ne semblerait l'indiquer le chiffre des investissements directs, puisque les dépenses directes initiales, par le jeu du coefficient multiplicateur, créent des ondes successives de revenu dont l'importance dépend de la propension à consommer des bénéficiaires (Tableau 4).

Les promoteurs estiment qu'en participant à fond à la réalisation de ce projet, les industriels canadiens renforceraient leur capacité technique. Ils sont donc déterminés à maximiser la participation canadienne et, par ricochet, les retombées à long terme. La participation canadienne approche les 75 % et pourrait être plus élevée si une des principales dépenses, se rapportant à la construction de méthaniers, n'était pas un des volets du développement offshore. Des 691 millions que pourraient coûter ces méthaniers, la participation étrangère s'élèverait à 442 millions de dollars.

Nous avons déjà discuté de l'opportunité d'avoir un chantier naval capable de produire ces navires. L'incapacité actuelle du Canada en ce domaine a une incidence négative sur notre balance des paiements pendant toute la phase de construction du PPA, incidence qui devient positive aux phases suivantes.

Tableau 4
Effets primaires et tertiaires du projet pilote de l'Arctique sur les dépenses au Canada

Année	Effets primaires sur les dépenses			Effets primaires et tertiaires sur les dépenses ¹
	Phase de construction	Phase d'exploitation	Total	
	(1)	(2)	(3)	(4)
	(en millions \$ 1981)			
1982	196,3	—	196,3	412,2
1983	552,2	—	552,2	1 159,6
1984	548,2	—	548,2	1 151,2
1985	294,8	14,8	309,6	650,2
1986	(0,9)	418,3	417,4	876,5
1987	5,3	367,8	373,1	783,5
1988	4,7	352,5	357,2	750,1
1989	(7,2)	305,2	298,0	625,8
1990	(4,3)	300,2	295,9	621,4
1991	(2,0)	280,8	278,6	585,5
1992	(8,4)	270,7	262,3	550,8
1993	(4,7)	258,8	254,1	533,6
1994	1,2	252,3	253,5	532,4
1995	21,5	230,7	252,2	529,6
1996	(1,9)	247,0	245,1	514,7
1997	(1,9)	244,1	242,2	508,6
1998	(1,9)	242,3	240,4	504,8
1999	(1,9)	240,5	238,6	501,1
2000	(1,9)	239,9	238,0	499,8
2001	(1,9)	239,4	237,5	498,8
2002	(1,9)	240,6	238,7	501,3
2003	(1,9)	242,5	240,6	505,3
2004	(1,9)	244,8	242,9	510,1
2005	(1,9)	248,4	246,5	517,7
Total²	1 578,3	5 481,5	7 059,8	14 825,6

1. Produit de la multiplication de la colonne (3) par le chiffre 2,1, coefficient multiplicateur des revenus du Canada.

2. Somme arrondie.

Source: *Projet pilote de l'Arctique, Requête à l'ONÉ*, mai 1982, vol. 6, p. 109

Les promoteurs prévoient que ce projet créera 7 752 années/personnes d'emplois primaires dans la construction au Canada entre 1982 et l'an 2005. La main-d'œuvre nécessaire pour l'exploitation, qui devrait débuter en 1986, s'établira en moyenne à 318 emplois par an d'ici 2005. Le nombre de créations d'emplois primaires et d'emplois tertiaires résultant du coefficient multiplicateur devrait s'élever, en moyenne, à 2 030 par an. Tout report du projet retarde ces retombées de plusieurs années au moins.

2. Retombées régionales

Les retombées régionales du PPA sont difficiles à quantifier, puisque ces calculs supposent l'existence d'un terminal dans l'Est du Canada. Un terminal offshore, peut-être en Europe, modifierait la répartition des retombées.

Les promoteurs prévoient que 57 % des retombées d'investissement iraient au Québec, en Ontario et en Alberta. Les régions de l'Arctique et de l'Atlantique recevraient respectivement 7 % et 4 % des retombées régionales des investissements.

La main-d'œuvre requise pendant la phase de construction proviendrait surtout du Québec et de l'Alberta (46 %), les régions de l'Arctique et de l'Atlantique fournissant respectivement 6 % et 8 %.

3. Retombées dans le Nord

Grâce à la pratique et à la formation acquise sur le tas, les ouvriers inuits de Panarctic peuvent parfaire leurs compétences et, de simples manœuvres, accéder à des postes semi-spécialisés et spécialisés. (M. L.J. Franklin, Panarctic, fasc. 28:43, 9-6-1982)

Dans le cadre de sa campagne d'embauche en vue du forage, la société Panarctic a mis en oeuvre, en 1971, un Programme d'emploi des Autochtones, qui a pour objet d'associer un nombre plus important de résidants autochtones à ce développement. Depuis cette année-là, elle assure le transport des résidants de Pond Inlet et d'Arctic Bay jusqu'à leur lieu de travail s'ils le désirent. En 1981, 92 Inuits provenant de sept communautés arctiques, étaient employés par Panarctic. Un grand nombre de ces travailleurs ont pu développer leurs compétences grâce à l'expérience et à la formation acquises sur le tas. On encourage aussi ces employés à continuer de se former dans certaines professions requérant des certificats d'ouvriers qualifiés.

Depuis la création de ce programme d'emploi, près de 5 millions de dollars ont été versés en salaires, ce qui a considérablement amélioré le niveau de vie des collectivités où vivent ces Inuits (Tableau 5). Cependant, comme on ne sait pas encore quel sera le sort réservé à ce projet, les retombées futures demeurent incertaines.

Tableau 5
Salaires bruts versés aux Autochtones par Panarctic

Année	Nombre d'employés	Salaires bruts
1975	102	486 067 \$
1976	92	578 944
1977	85	527 450
1978	80	449 798
1979	62	226 649
1980	78	40 277
1981	92	563 999
Total		3 233 184 \$

Source: Canada, Sénat, *Délibérations du Comité spécial du Sénat sur le pipe-line du Nord*, fasc. 28, 9-6-1982, p. 28A:84.

Pour promouvoir la formation et le bien-être de ses employés, la société Panarctic, en collaboration avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada, les a encouragés à poursuivre des cours de formation spécialisés dans divers métiers, notamment ceux qui exigent un diplôme de compagnon, ainsi que pour d'autres emplois spécialisés comme celui de conducteur de machine.
(M. L.J. Franklin, Panarctic, fasc. 28:43, 9-6-1982)

Les programmes de formation... (text is mirrored and difficult to read)

Année	1972	1976	1977	1978	1979
105	92	83	80	82	
102	95	85	82	80	
100	90	80	78	75	
98	85	75	72	70	
95	80	70	68	65	
92	75	65	62	60	
90	70	60	58	55	
88	65	55	52	50	
85	60	50	48	45	
82	55	45	42	40	
80	50	40	38	35	
78	45	35	32	30	
75	40	30	28	25	
72	35	25	22	20	
70	30	20	18	15	
68	25	15	12	10	
65	20	10	8	5	
62	15	5	2	0	
60	10	0	0	0	
58	5	0	0	0	
55	0	0	0	0	
52	0	0	0	0	
50	0	0	0	0	
48	0	0	0	0	
45	0	0	0	0	
42	0	0	0	0	
40	0	0	0	0	
38	0	0	0	0	
35	0	0	0	0	
32	0	0	0	0	
30	0	0	0	0	
28	0	0	0	0	
25	0	0	0	0	
22	0	0	0	0	
20	0	0	0	0	
18	0	0	0	0	
15	0	0	0	0	
12	0	0	0	0	
10	0	0	0	0	
8	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	
0	0	0	0	0	

Le programme de formation... (text is mirrored and difficult to read)

Le programme de formation... (text is mirrored and difficult to read)

Le programme de formation... (text is mirrored and difficult to read)

Le programme de formation... (text is mirrored and difficult to read)

Chapitre 5

Le processus réglementaire

Nous avons maintenant placé plusieurs obstacles sur la voie du développement, obstacles qui prennent la forme de règlements gouvernementaux, de permis, de licences et autres, autant de facteurs qui ont accru l'incertitude et entraîné des déboursés de sommes importantes sans savoir si on pourra récupérer ces déboursés. Plus nous pourrions établir un climat où les incertitudes seront réduites, plus l'ensemble du Canada en profitera. (M. C.G. Edge, ONÉ, fasc. 36:83, 15-9-1982)

A. Le processus actuel - commentaires

Le processus décisionnel relatif aux grands projets de développement a beaucoup changé. En effet, nous sommes passés de la simple approbation du cabinet à tout un ensemble de procédures ministérielles et réglementaires. Dans la région au nord du 60° parallèle, dont traite le présent rapport, ce processus fait appel à de nombreux comités et bureaux d'examen ainsi qu'à 72 ordonnances territoriales, lois et règlements fédéraux. La nouveauté des activités de développement dans le Nord ainsi que la rigueur du climat, l'éloignement de la région et la lenteur relative de la régénération des systèmes nous obligent à scruter tous les aspects du problème avec plus d'attention que pour les activités dans le Sud. En soi, chaque règlement vise un ensemble de situations particulières et sert l'intérêt public mais, collectivement, les divers règlements imposent des exigences qui se chevauchent ou s'opposent souvent, pour la plus grande confusion des promoteurs et des responsables de la réglementation eux-mêmes. À ce problème s'ajoute le manque d'orientation politique, d'où le morcellement d'une réglementation élaborée sans souci de planification. On est porté à se demander si le processus qui vise à protéger divers intérêts légitimes ne paralyse pas en fait un développement constructif.

Les industriels affirment que la complexité du système des approbations réglementaires nous empêche d'exploiter rapidement les ressources des régions éloignées en vue de réaliser l'objectif canadien d'autosuffisance pétrolière. D'après eux le rythme du développement a été

ralenti ces dernières années par la refonte des lois et des règlements et par l'introduction de processus d'évaluation complexes destinés à répondre aux préoccupations spéciales du Nord. Les difficultés exceptionnelles rencontrées dans l'Arctique font que les coûts de fonctionnement sont élevés et les périodes d'exploitation limitées. Les exigences imposées par les règlements revêtent donc pour les promoteurs de cette région une importance plus grande que dans le cas des activités pétrolières et gazières dans le Sud du Canada. Dans les premières années, les promoteurs dépensent déjà des sommes énormes sans retirer de profits. Les industriels aimeraient que la réglementation soit moins détaillée au stade initial d'un projet et ils se sont systématiquement plaints auprès du Comité de ce que le processus décisionnel bureaucratique était trop long et nuisait à toute tentative de planification ordonnée dans le temps.

Le Comité reconnaît le bien-fondé de ces préoccupations mais il estime aussi qu'il appartient aux promoteurs de prouver que les projets n'entraîneront pas de perturbations. Le respect des règlements fournit au public l'assurance dont il a besoin à cet égard. En outre, le processus décisionnel réglementaire permet de résoudre les conflits possibles entre l'objectif d'autosuffisance et les politiques concernant, par exemple, la protection de l'environnement, la participation du public aux décisions, les avantages régionaux ou le règlement des revendications territoriales. Il faut du temps pour prendre en considération toutes les conséquences d'un grand projet. Le fait que la réglementation freine la réalisation de l'objectif d'autosuffisance risque de favoriser un retour à des décisions politiques unilatérales, sans audiences publiques véritables, et d'inciter les «décideurs» à faire fi de préoccupations légitimes si cela peut permettre de prendre des décisions à temps.

Le Comité estime qu'on ne peut assurer une protection efficace lorsque les procédures se chevauchent ou font double emploi. Un tel processus ne fait que frustrer aussi bien les promoteurs que les responsables de la réglementation. Dans la réforme du système réglementaire, on n'a pas à accorder une priorité moindre à des questions comme l'écosystème du Nord ou les retombées économiques régionales, mais il faut que l'appareil réglementaire permette de faire face aux situations de façon efficace et responsable quand il s'agit de surveiller un vaste projet de développement.

Le rapport décrit le processus réglementaire actuel relatif aux mégaprojets réalisés au nord du 60° parallèle. Les procédures, fonctionnellement distinctes, sont en général commentées les unes à la suite des autres, bien qu'en certains cas, elles le soient simultanément, dans le cadre de processus distincts.

1. Le développement pétrolier et gazier

Le gouvernement affirme que, grâce au nouveau système de gestion du pétrole et du gaz introduit en mars 1982 dans le cadre du Programme énergétique national, il sera plus facile de respecter les exigences réglementaires, les industriels n'ayant à traiter qu'avec un seul bureau ou agence centrale, soit l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC).

... il importe d'arrêter une position fédérale intégrée. C'est pourquoi il est si critique que l'APGTC joue le rôle d'agence centrale. Autrement, l'industrie devrait communiquer avec 16 organismes différents. (M. H.A. Reynolds, Bureau des retombées industrielles et régionales, ministère de l'Industrie et du Commerce, fasc. 36:11, 15-9-1982)

Le Comité a entendu un certain nombre de témoins sur le rôle que jouent leurs ministères respectifs dans la réglementation des activités pétrolières et gazières dans le Nord et il ressort clairement de ces témoignages qu'un certain nombre de ministères conservent la responsabilité opérationnelle de surveiller certains aspects du développement. Même quand leur fonction est de conseiller l'APGTC dans ses négociations avec l'industrie, ils continuent d'entretenir des rapports opérationnels avec l'industrie et on ne peut donc dire que l'APGTC représente vraiment une agence centrale.

Aux termes de la nouvelle *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, entrée en vigueur en mars 1982, l'APGTC est chargée de délivrer les permis de prospection et de production. En outre, elle surveille le contenu canadien des biens et des services, avec l'aide d'organismes comme le Bureau des retombées industrielles et régionales qui relève du ministère de l'Industrie et du Commerce, la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada et le MAINC. L'APGTC peut également fixer, dans les permis d'exploitation et de forage qu'elle accorde, des conditions en matière de sécurité, d'écologie ou de contingentement. Elle est, d'autre part, chargée des approbations techniques relatives aux pipe-lines situés entièrement en terre canadienne.

Au nom du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, l'APGTC exerce un contrôle général sur la prospection, l'exploitation et le traitement du pétrole sur les terres du Canada.

Afin d'accomplir cette tâche, nous travaillons en étroite collaboration avec le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et celui des Affaires indiennes et du Nord canadien. L'Administration de l'APGTC doit faire rapport aux sous-ministres de ces deux ministères. Je dois également rencontrer régulièrement les hauts fonctionnaires de chaque ministère afin de réviser avec eux la politique et de veiller à ce que nous allions tous dans la même direction. (M. M. Taschereau, APGTC, fasc. 35:8, 14-9-1982)

À cet égard, le mandat de l'APGTC consiste à administrer les activités pétrolières et gazières exercées au Canada. Elle se veut donc le principal agent de liaison entre le gouvernement et les industries concernées.

... nous avons pour mission d'administrer l'exploitation pétrolière et gazière sur les terres du Canada... il n'en reste pas moins que notre tâche est immense et qu'elle revêt une importance primordiale face aux objectifs qu'a fixés le gouvernement en ce qui a trait aux ressources qui peuvent être tirées des terres du Canada. (M. M. Taschereau, APGTC, fasc. 35:8, 14-9-1982)

Bien qu'on ait jugé nécessaire de créer une agence centrale pour assurer l'application cohérente des nouveaux règlements et politiques dans le cadre du régime de gestion des terres du Canada issu du Programme énergétique national, les deux ministres conservent leurs sphères de compétence respectives dans le Nord et dans le Sud. L'APGTC a donc un statut exceptionnel: elle n'est ni un programme ni une direction d'un ministère particulier et elle n'a pas non plus l'indépendance d'une société d'État. Elle n'est pas comparable à la plupart des organisations fédérales existantes. C'est un organe administratif qui relève à la fois de la direction de la politique du Nord du MAINC et de la direction de la politique énergétique d'ÉMR; ce sont les deux ministres concernés qui lui confèrent ses pouvoirs, qu'elle exerce dans la mesure où il y a effectivement délégation de pouvoir.

Toutefois, en matière de politique et d'exploitation, chaque ministère reste responsable d'un bon nombre de politiques et d'activités qui doivent être coordonnées avec celles de l'APGTC. Par exemple, dans le cadre de son Programme des affaires du Nord, le MAINC conserve les responsabilités suivantes: gestion et protection de l'environnement sur les terres du Canada situées dans le Nord, retombées socio-économiques pour les résidents du Nord, négociation des stratégies et des accords avec les administrations territoriales, et coordination de la politique et de la planification concernant le développement des ressources au nord du 60^e parallèle, à l'exclusion des responsabilités opérationnelles propres à l'APGTC. Pour sa part, ÉMR reste responsable de l'élaboration des politiques et des stratégies énergétiques nationales ainsi que de la négociation des stratégies et des accords avec les provinces côtières, tandis que le Bureau des affaires environnementales a pour mandat général de veiller à ce qu'ÉMR se conforme au Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. L'APGTC maintient des rapports étroits avec les responsables du Programme des affaires du Nord et les directions d'ÉMR intéressées afin d'assurer l'application cohérente des lois, des politiques et des processus réglementaires.

Le Comité d'examen des politiques, qui se compose de cadres d'ÉMR et du MAINC, a pour rôle d'assurer que les décisions de l'APGTC, dont il relève, sont conformes aux exigences de la politique énergétique et de la politique du Nord.

Les grandes questions de principe concernant le développement du Nord qui débordent le cadre de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* relèvent du Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources dans le Nord qui, depuis sa création en 1981, se veut une tribune où ces questions peuvent être discutées au niveau interministériel. Son président, le sous-ministre adjoint des affaires du Nord, est chargé de porter à l'attention du Comité d'examen des politiques toute conclusion du Comité supérieur pouvant influencer sur les décisions de l'APGTC.

L'industrie pétrolière voudrait que l'APGTC soit une agence centrale. On nous le répète constamment. Ce serait peut-être souhaitable, mais cela n'a pas été prévu ainsi. (M. M. Taschereau, APGTC, fasc. 35:16, 14-9-1982)

Bien que des organismes comme la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada et le Bureau des retombées industrielles régionales du ministère de l'Industrie et du Commerce remplissent une fonction de conseillers auprès de l'APGTC, ils ont encore des rapports opérationnels avec l'industrie, comme l'indiquent leurs témoignages. De même en

est-il de ministères comme Pêches et Océans et Environnement qui ont des responsabilités dans le Nord.

Une partie du problème tient à la sévérité toujours croissante des exigences imposées aux sociétés qui exercent des activités dans les territoires. Le nouveau régime pétrolier et gazier auquel participe l'APGTC impose des obligations supplémentaires aux sociétés qui veulent faire de la prospection ou de l'exploitation dans le Nord. Les plans imposés en ce qui concerne l'emploi, les retombées industrielles et sociales et la protection de l'environnement ne se substituent pas aux programmes existants mais s'y ajoutent. Pour que l'APGTC puisse remplir son rôle de coordination, son mandat porte sur des domaines comme la gestion des terres, l'évaluation des ressources et la protection de l'environnement, mais chaque ministère affecte des fonctionnaires pour s'occuper des domaines qui sont de sa juridiction (comme la gestion des terres, etc.). Le nouveau système ne remplace donc pas l'ancien, mais semble plutôt imposer un fardeau supplémentaire aux sociétés. On voit donc difficilement comment le fait de supprimer leurs responsabilités aux deux ministères pour les confier à une nouvelle agence centrale permettra d'atteindre l'objectif du gouvernement de simplifier le régime réglementaire.

2. Le transport

Dans les projets énergétiques, le transport relève de la compétence de l'Office national de l'énergie depuis 1959, année de la création de cet organisme de réglementation. L'office a le pouvoir d'octroyer les permis d'exportation de pétrole et de gaz (qu'il peut assortir de conditions) et d'homologuer les pipe-lines interprovinciaux et internationaux. Il suit un processus quasi-judiciaire dans la prise de ses décisions, tient des audiences publiques et prend en considération l'intérêt public. Les interventions de l'ONÉ peuvent porter sur les pipe-lines, les installations de traitement, le stockage du pétrole ou les installations de transbordement, qui relèvent aussi du MAINC et du ministère des Transports.

L'indépendance de l'ONÉ est avantageuse en ce sens qu'il est possible d'élaborer des normes et de susciter l'expertise par l'étude d'un grand nombre de cas semblables dans un cadre ouvert et juste, ce qui permet de prendre des décisions cohérentes. L'inconvénient, c'est que par contraste avec l'APGTC, l'ONÉ ne peut recevoir directement l'avis du gouvernement. En effet, la politique actuelle du gouvernement est d'empêcher les ministères ou organismes fédéraux de témoigner aux audiences de l'ONÉ, sauf par l'intermédiaire du ministère de la Justice, ce qui à toutes fins utiles limite les possibilités de communication avant et pendant les audiences relatives à une demande. Tout ministère qui veut témoigner doit prendre des dispositions spéciales avec les requérants et les intervenants, comme on l'a fait pour que soient reçus en preuve le TERMPOL et des rapports du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales et de groupes d'étude impliquant le gouvernement fédéral et les provinces lors des audiences de 1982 sur le projet pilote de l'Arctique. En général, l'ONÉ n'utilise donc que ses propres ressources lorsqu'il étudie les propositions de l'industrie, alors qu'il pourrait, notamment à l'étape des audiences publiques, tirer profit des autres études déjà effectuées par les ministères responsables en matière d'environnement et de surveillance socio-économique.

Dans toute étude des systèmes de transport et de soutien, il faut prendre en compte les responsabilités du MAINC concernant l'utilisation des terres et des eaux: par exemple, approuver les droits de passage ou encore l'utilisation des terres pour le forage, les routes et les installations à terre. Tout comme l'ONÉ peut assortir de conditions ses certificats visant la construction et l'exploitation d'un pipe-line, le MAINC peut lui aussi fixer, par exemple, des servitudes terrestres, plaçant ainsi le promoteur devant une possibilité de conflit. Lorsqu'un pipe-line traverse une rivière ou qu'il y a un besoin d'approvisionnement en eau potable, le système d'octroi de permis permet au ministère de contrôler l'utilisation de l'eau. Les responsabilités du MAINC en matière d'environnement s'appliquent aussi à toutes les activités autres que maritimes exercées dans les eaux de l'Arctique, sauf pour ce qui est de la baie et du détroit d'Hudson, qui relèvent d'Énergie, Mines et Ressources.

Assujettis à la réglementation du MAINC sur les installations côtières, les terminaux maritimes sont également soumis au contrôle du ministère des Transports, qui peut fixer des conditions pour tous travaux susceptibles de gêner la navigation. Le code TERMPOLE énonce des normes recommandées pour prévenir la pollution et assurer la sécurité dans les systèmes de terminaux maritimes. Il a, par exemple, été utilisé pour évaluer les trois sites proposés dans le cadre du projet pilote de l'Arctique.

Le ministère des Transports est en outre chargé de réglementer toutes les activités maritimes, y compris dans les eaux de l'Arctique, et de délivrer des permis d'exploitation de pétroliers brise-glace. Des règlements contrôlent la conception des navires, les déversements de déchets ainsi que la sécurité. Le trafic maritime dans l'Arctique sera surveillé par un nouveau Service de contrôle de la navigation dans l'Arctique (relevant du ministère des Transports), afin d'assurer la sécurité des navires, l'efficacité de leurs mouvements ainsi que la protection de l'environnement. Ce service sera chargé de surveiller, de faciliter et de réglementer les mouvements de navires dans l'Arctique, notamment dans le passage du Nord-Ouest. Durant l'été, on applique actuellement un système de surveillance volontaire du trafic maritime dans l'Arctique appelé NORDREG, qui pourrait servir de point de départ au service de contrôle. Le service aurait aussi la responsabilité d'appliquer des règlements sur le respect des bons usages maritimes et la protection de l'environnement.

Pour l'aider dans sa tâche, les ministères de l'Environnement et des Pêches et des Océans créeront un comité consultatif chargé de recommander et d'approuver les études nécessaires pour permettre l'intégration de données biologiques à certains processus comme celui du mode de sélection du tracé. Ce comité servirait de tribune de consultation avec les résidents du Nord, l'industrie et les spécialistes du gouvernement au sujet des activités de recherche et de développement et de planification maritime.

3. La protection de l'environnement

Un certain nombre des exigences en matière d'exploitation décrites ci-dessus comportent des modes d'évaluation, mais ceux-ci sont limités en comparaison de ceux qu'offre le Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement, qui a permis, depuis 1973, de passer au crible les projets fédéraux afin de déterminer si les répercussions environnementales justifiaient un examen de la part d'un comité indépendant. Le promoteur doit rédiger un énoncé d'incidences environnementales conformément aux directives émises par une commission qui l'étudie à la lumière des observations présentées par les intéressés au

cours d'audiences publiques. La commission responsable du projet présente ensuite un rapport au ministre et celui-ci peut le divulguer au public.

Toutes ces activités pétrolières et gazières se déroulant sur des terres publiques, les Commissions d'évaluation environnementale sont importantes dans la planification, la conception et la mise en œuvre des grands projets. Ces commissions ont, par exemple, étudié des projets de forage offshore dans les détroits de Davis et de Lancaster. Dans ce dernier cas, le projet a été refusé sur la recommandation de la commission. Comme nous l'avons mentionné, les promoteurs de la région de la mer de Beaufort ont déposé un énoncé conjoint d'incidences environnementales et les audiences à ce sujet commenceront au printemps 1983.

Cet examen donnera probablement lieu à un énoncé d'incidences environnementales et socio-économiques régionales, ainsi qu'à des recommandations sur les possibilités de maintenir les impacts environnementaux dans des limites acceptables et de maximiser les retombées grâce à d'autres niveaux de production et modes de transport. Il s'agit là d'une source importante pour obtenir les renseignements dont a besoin le gouvernement pour examiner ces possibilités et décider s'il y a lieu d'approuver le projet.

Cette vaste opération d'évaluation environnementale et socio-économique n'a pas empêché d'autres organismes d'effectuer leurs propres études. Les promoteurs présentent ce type de données lors des audiences publiques de l'ONÉ. Habituellement, les mêmes données sont présentées par les mêmes parties et avec les mêmes arguments. Selon le Comité, pareille répétition ne fait que frustrer les entreprises et ne contribue pas à protéger l'environnement.

Dans le domaine de la vente, de la location, ou de toute autre disposition permettant de détenir des terres continentales, et en ce qui concerne la planification de leur utilisation, la juridiction du MAINC peut être un autre moyen de contrôler les impacts environnementaux du développement au nord du 60^e parallèle.

La nouvelle Loi sur le pétrole et le gaz du Canada a prévu des modifications qui introduisent la possibilité de l'utiliser pour la gestion environnementale et un certain nombre d'autres activités. Toutefois, notre manière de procéder dans le Nord est d'utiliser la Loi sur les terres territoriales et ses règlements comme le moyen principal de contrôle de l'utilisation des terres.
(M. N. Faulkner, MAINC, fasc. 31:37, 22-6-1982)

Si des terres territoriales sont réservées par le ministre du MAINC, elles le sont également aux fins de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* et ne peuvent donc être prospectées. Bien que le ministère ait pour mandat législatif de contrôler l'utilisation des terres dans le cadre de la *Loi sur les terres territoriales*, son pouvoir de planification se limite essentiellement à évaluer les risques d'un changement dans l'utilisation des terres, comme nous l'avons déjà mentionné. Le pouvoir de déterminer des conditions aux baux, permis et servitudes représente aussi un moyen de contrôler l'environnement. Dans ce processus, l'un des principaux organismes concernés est le Comité consultatif intergouvernemental des terres fédérales et territoriales, qui conseille les décisionnaires du MAINC sur l'opportunité d'accorder des droits de surface et recommande aussi souvent des conditions à imposer.

S'il est question de travaux au nord du 60^e parallèle, l'APGTC n'est pas concernée. Elle ne s'occupe pas de cette région. C'est le ministère des Affaires indiennes qui exerce cette responsabilité au nord du 60^e parallèle.
(M. J. Gérin, ministère de l'Environnement, fasc. 37:68, 16-9-1982)

Le MAINC a des responsabilités semblables en ce qui concerne la disposition des terres offshore, y compris les concessions relatives aux fonds marins et le dragage requis pour la construction d'îles artificielles.

Les eaux intérieures du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest sont protégées par la *Loi sur les eaux intérieures du Nord*, administrée par le MAINC. Cette loi prévoit la conservation, l'exploitation et l'utilisation de ces eaux et contrôle les déversements de déchets. L'utilisation des eaux est réglementée grâce à un système d'octroi de permis qui peuvent être assortis de conditions concernant la gestion de l'environnement. Relativement aux demandes de permis, des audiences seront normalement tenues par des commissions des eaux mises sur pied à cette fin.

Les eaux au large utilisées pour le forage, la navigation et le transport de ressources et d'approvisionnements sont assujetties à la *Loi sur la prévention de la pollution des eaux arctiques*. Celle-ci interdit les déversements non autorisés de déchets dans les eaux arctiques, ou sur des terres où ces déchets pourraient finalement aboutir dans les eaux; elle prévoit à cet égard des sanctions quasi-criminelles. L'administration de la loi relève de trois ministères fédéraux: le MAINC est responsable des activités non maritimes dans les eaux de l'Arctique, sauf dans le détroit et la baie d'Hudson, ÉMR est responsable des activités non maritimes dans le détroit et la baie d'Hudson et le ministère des Transports est responsable des activités maritimes dans toutes les eaux de l'Arctique. Les certificats de prévention de la pollution constituent la preuve du respect des conditions fixées. Actuellement les règlements ne visent que le contrôle et la prévention de la pollution pétrolière. Les promoteurs sont responsables des frais de nettoyage.

Outre le MAINC, le ministère de l'Environnement est le principal responsable de la protection environnementale dans le Nord et il administre environ douze lois relatives au contrôle de la pollution et de la gestion de l'environnement au nord du 60^e parallèle.

Un certain nombre des lois mentionnées ci-dessus comporte des procédures d'évaluation limitées dont on s'inspire aussi pour déterminer s'il y a effectivement respect des normes imposées. Certaines de ces procédures font double emploi avec celles du Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement mais elles ne sont pas aussi exhaustives.

4. L'approbation du cabinet

Les audiences de l'ONÉ sont suivies d'un rapport au cabinet qui recommande ou non l'approbation du projet et conseille le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien sur la faisabilité technique et financière de la proposition. Le ministre fait ensuite rapport au cabinet et demande une décision.

Les approbations de l'ONÉ et du MAINC ne valent que si le cabinet donne son accord et sous réserve des conditions déterminées à la suite des diverses évaluations interministérielles et intraministérielles mentionnées précédemment. L'auteur du projet demande alors les divers permis nécessaires. Dans le cadre de leurs responsabilités opérationnelles, les organismes intéressés se consultent au sujet de la demande et on négocie et ratifie des accords socio-économiques. Les approbations nécessaires, assorties de conditions, sont alors données. Les organismes gouvernementaux continuent de surveiller les activités durant les phases de la construction et de l'exploitation, comme l'exige leur mandat.

Dans le chapitre suivant, nous examinerons comment améliorer certaines des exigences réglementaires décrites plus haut.

B. La coordination des exigences réglementaires

La coordination est toujours une affaire délicate. On s'efforce de coordonner par échange d'information. Étant donné la rareté des ressources, tant dans l'industrie que dans le gouvernement, tout le monde a intérêt à s'assurer qu'il n'y a pas de chevauchement, et il y a toute une gamme de mécanismes destinés à assurer que les projets ne feront pas double emploi. (M. N. Faulkner, MAINC, fasc. 31:31, 22-6-1982)

Le relevé des principaux instruments de réglementation effectué dans le chapitre précédent nous a fait repérer de nombreux cas de chevauchement des responsabilités. Le Comité a été fort surpris de constater la complexité de l'appareil décisionnel fédéral, qui compte de multiples offices, commissions, procédés et règlements. L'efficacité du mécanisme d'examen des projets de développement des hydrocarbures dépendra dans une large mesure de l'adéquation des mandats des organismes responsables et de leurs relations réciproques. Le Comité est très conscient des particularités physiques et sociologiques du Nord, qui en font un milieu spécialement vulnérable exigeant des mesures spéciales de protection. Cela dit, la non-complémentarité des mandats et des politiques ministériels et le flou de la hiérarchisation des pouvoirs alourdissent considérablement le processus d'examen réglementaire et diminuent la capacité d'étude du gouvernement. Cet appareil finit par rebuter plutôt qu'inspirer l'industrie qui est en quête d'orientation.

Je crois que plus nous pourrions clarifier les choses pour les promoteurs éventuels de projets, mieux cela sera. Ce que les investisseurs et les promoteurs de projets détestent le plus, c'est bien l'incertitude. Or, je crois qu'ils doivent faire face à beaucoup d'incertitude, à en juger par plusieurs aspects de l'activité gouvernementale. Ce qui importe c'est d'encourager le plus possible une attitude claire, dès le départ, peu importe que le projet soit entrepris ou non. (M. C.G. Edge, ONÉ, fasc. 36:83, 15-9-1982)

Le minimum auquel l'industrie est en droit de s'attendre relativement à des projets dont les frais initiaux sont énormes, est l'équité de la réglementation - les règles du jeu doivent être clairement établies d'avance, être compréhensibles, et ne pas être modifiées en cours de route ni appliquées de façon non équitable. Si elles étaient perçues comme injustes, elles ne jouiraient pas de la légitimité vitale à toute prise de décision dans une société démocratique.

Si l'agacement des promoteurs est fort compréhensible, le trop petit nombre de fonctionnaires chargés d'apprécier, de traiter, d'approuver ou de refuser, de réglementer et de surveiller une foule de propositions, dont plusieurs se font concurrence, mérite aussi notre indulgence. Les projets, les consortiums de promoteurs et exigences de financement sont aussi complexes les uns que les autres, sans parler que nous nous trouvons en présence de techniques nouvelles. Il est confondant d'avoir à répondre à tous les problèmes que soulève ne fût-ce qu'une seule proposition. La complexité des démarches à entreprendre, ajoutée aux compressions budgétaires et à la perte de fonctionnaires-clés vers le secteur privé, réduisent les possibilités du gouvernement qui n'arrive plus à se tenir au courant des plans, en perpétuel changement, de l'industrie, voire à y répondre à temps. Or ces changements comportent souvent d'importants engagements financiers qui exigent des réactions très rapides, deux des nombreux facteurs exerçant une pression souvent induite sur l'appareil de réglementation pour qu'il fournisse des réponses efficaces et responsables. Aucun des témoins du gouvernement n'a semblé nier la lourdeur de plus en plus encombrante de l'appareil.

*... il ne fait aucun doute que c'est un véritable labyrinthe. (M. M. Tasche-
reau, APGTC, fasc. 35:16, 14-9-1982)*

Toute refonte en profondeur de la législation ou des exigences réglementaires en vue d'un redéploiement des responsabilités ne créerait, dans l'immédiat, qu'un goulet d'étranglement décisionnel. Et il ne faudrait pas attendre cette éventualité pour prendre des décisions sur les propositions actuelles; entre temps cependant on devrait pouvoir rationaliser certains aspects du processus actuel d'examen, de manière à réduire le chevauchement des responsabilités et à fournir aux industriels les réponses claires dont ils ont besoin. Le Comité est convaincu que la surréglementation est source d'inefficacité dans les cas où il suffirait d'un seul règlement pour atteindre un objectif donné.

Il y a plus de dix ans qu'on discute d'exploiter les ressources pétrolières du Nord, mais aucune politique cohérente n'a encore été adoptée en ce domaine. À défaut d'un cadre nécessaire, les organismes de réglementation n'ont pu énoncer des règles efficaces et stables. Les fonctionnaires chargés d'élaborer les règlements doivent bien comprendre les objectifs de la réglementation dans le processus d'élaboration des politiques et ne pas perdre de vue le délicat équilibre à réaliser: répartir efficacement les ressources naturelles tout en protégeant réellement des intérêts vulnérables. Les décisions réglementaires doivent être axées sur la solution de problèmes précis et doivent être prises après mûre réflexion si on veut qu'elles soient acceptées à l'échelle nationale et régionale. Il faut aussi préciser qui supportera les coûts, qui profitera des retombées ainsi que le degré d'adéquation d'une réglementation à telle ou telle circonstance. Dans le Nord, compte tenu de la diversité des intérêts en présence, la réglementation devrait plutôt pécher par excès de prudence, au risque de retarder la prise de décision.

Le gouvernement fédéral a commencé à mettre en place les éléments d'une politique d'exploitation des hydrocarbures du Nord. Dans l'introduction du présent rapport, le Comité a déjà recommandé que l'on accélère l'adoption des autres mesures dont le train constituera une politique d'ensemble. Ce cadre de politique devrait énoncer les paramètres permettant d'apprécier le bien-fondé du processus actuel d'examen.

Des pas ont déjà été faits en ce sens. On annonçait, en effet, en janvier 1983 que les programmes de réglementation seraient rendus publics deux fois l'an. Le secteur privé sera ainsi informé très vite des nouveaux projets de règlement avant qu'ils ne soient finalisés. Pour autant qu'on puisse en juger, cependant, chaque ministère continuera de publier séparément ses nouveaux règlements, sans tenir compte des activités des autres ministères et sans se demander si les règlements anciens ne sont pas dépassés ou périmés. Le Comité estime par conséquent que la réforme proposée ne va pas assez loin.

Le Comité recommande:

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.

La clarification des objectifs de cette politique pourrait être confiée au Comité supérieur des politiques relatives au développement des ressources du Nord, qui a été établi pour servir de forum interministériel de coordination de la politique fédérale en matière de grands projets de développement des ressources dans le Nord. Ce comité est chargé d'examiner les projets de développement des ressources et leurs incidences, et de faire des recommandations de politique aux ministres compétents. Il existe bien sur papier mais n'a pas réussi, semble-t-il, à proposer un train de mesures permettant de planifier le cours des événements plutôt que d'y réagir.

Le Comité recommande:

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.

À plus long terme, il faudrait songer à rationaliser tout le réseau de réglementation du gouvernement fédéral, c'est-à-dire à supprimer tous les chevauchements et à faire disparaître les incohérences. Comme il n'existe aucun organisme central chargé de surveiller l'élaboration de la réglementation, les règles et les organismes d'application dans un domaine particulier ont tendance à proliférer. Il arrive souvent que les règlements d'un organisme empiètent sur le terrain d'un autre qui a des responsabilités dans le même domaine. Ce n'est parfois qu'une question de définition. Un navire pour le ministère des Transports peut, par exemple, devenir un réservoir de stockage ou un élément de production pour l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada; une plate-forme semi-submersible est une tour de forage si elle est immobilisée et un navire lorsqu'elle se déplace; le relevé des icebergs est un problème de navigation pour le ministère des Transports, mais un problème d'océanographie pour le ministère des Pêches et des Océans, ou encore de météorologie et de cartographie marine pour le ministère de l'Environnement. S'étant conformé aux exigences de l'organisme qui lui a délivré une licence, le requérant n'est pas pour autant exempté de respecter celles d'un autre organisme d'examen ou de réglementation.

Gardant bien en vue les objectifs de la politique, on devrait pouvoir, avec l'aide du Conseil du Trésor, amener les différents morceaux du puzzle réglementaire à ne constituer qu'un tout cohérent. Entre temps, on pourrait songer à organiser plus efficacement les exigences réglementaires. Par exemple, les méthodes d'examen (ou les projets devant faire l'objet d'une réglementation) ne sont pas, dans le système de réglementation actuel, classées selon leur ordre d'importance. Certains projets ne justifient pas l'adoption d'un règlement détaillé, soit en raison de leurs dimensions ou importance moindres, soit parce qu'il existe déjà assez de renseignements pour prendre une décision. Il faudrait se demander dans quelle mesure une méthode d'examen devrait être préférée à une autre lorsqu'il y a double emploi. Un tel discernement pourrait notamment être exercé dans le cas du projet d'extension, de Norman Wells à Delta, du pipe-line de la société Esso. Puisqu'au cours des audiences concernant la mer de Beaufort, la vallée du Mackenzie et le pipe-line de la route de l'Alaska beaucoup de renseignements ont déjà été fournis sur ce projet, est-il vraiment nécessaire que l'Office national de l'énergie ou le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales organise une autre audience à son sujet?

Concernant le pipe-line de Norman Wells, d'autres organismes que l'office sont impliqués. Ce dernier délivre un certificat assujéti à certaines conditions. Dans ces conditions, il faut tenir compte des incidences environnementales, socio-économiques et géotechniques, et autres. Le MAINC et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest s'intéresseront à ces mêmes questions. (M. J. Farmer, ONÉ, fasc. 36:78, 15-9-1982)

Le mode d'agir actuel du gouvernement fédéral ne favorise pas les échanges d'information entre certains ministères, à preuve la difficulté pour les ministères de présenter leur point de vue au cours des audiences de l'ONÉ. En qualité d'organisme quasi-judiciaire, l'office constitue, il est vrai, un cas un peu spécial; néanmoins, on aurait beaucoup de difficultés à prouver que les organismes fédéraux font appel aux ressources les uns des autres de manière à alléger le processus d'examen. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, le ministère des Transports et le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales sont tous habilités à faire faire des examens distincts qui font double emploi, notamment concernant les dimensions environnementales des projets.

Le Comité estime qu'il est possible de tirer meilleur parti des renseignements existants et qu'il y a moyen d'intégrer chacun des examens à l'appareil de réglementation tout en évitant les répétitions.

Bien que du point de vue de l'égalité devant les procédures il soit impératif que tous les promoteurs soient traités de façon équitable, les projets n'ont pas tous la même importance nationale. Le procédé d'examen du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales accepte justement de mettre ces différences ainsi que les exigences de chaque projet en rapport avec leur impact éventuel. Ce principe pourrait d'ailleurs être appliqué à toute réglementation, afin que la sévérité des contrôles soit mesurée par des considérations d'intérêt national.

Le Comité recommande:

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 jus-

tifiant. Il faudrait aussi encourager les parties à utiliser l'information existante.

Par ailleurs, le Comité se préoccupe également du temps que les auteurs de règlements mettent pour s'acquitter de leur fonction d'étude. À son avis, les promoteurs ont, en toute équité, le droit de savoir combien de temps durera l'étude de leur projet, chaque examen devant être assorti d'un délai. Inversement, les promoteurs auraient à respecter ce délai et à fournir à temps la documentation nécessaire.

Le Comité recommande:

Que les promoteurs et le gouvernement effectuent les études requises dans des délais fixés à l'avance.

Même si le processus d'examen était simplifié et abrégé, il resterait très long; le Comité estime qu'il devrait y avoir moyen de franchir plus rapidement le labyrinthe des formalités et de mieux coordonner les activités de réglementation. Avant d'autoriser un projet, le gouvernement doit rassembler conseils et avis sur tous ses aspects. Normalement, ces conseils lui seront fournis par ses divers ministères et organismes, ou émaneront du processus d'évaluation et d'examen environnementaux, ou bien résulteront parfois d'une enquête spéciale menée pour étudier des problèmes particuliers. Le requérant sera également tenu de prouver qu'il a fait les démarches pour obtenir les multiples approbations, permis, certificats et licences des autorités fédérales, provinciales, territoriales et municipales qui seraient concernées si le projet recevait le feu vert. Le rassemblement de toute cette masse de renseignements et de conseils est une opération complexe qui prend du temps et qui peut être indûment retardée si l'un quelconque des éléments d'information requis n'est pas accessible au bon moment.

Je sais toutefois que la panoplie de règlements, de permis, de licences et d'évaluations est assez formidable et qu'ils constituent autant d'obstacles à surmonter. Il s'agit d'un labyrinthe déroutant, et c'est pourquoi nous avons tenté de régler une partie du problème en recommandant la nomination d'un coordonnateur. (M. C.G. Edge, ONÉ, fasc. 36:84, 15-9-1982)

Une des dernières tentatives de création d'un organisme de centralisation des activités gouvernementales a été la mise sur pied, en 1981, de l'Office de la mer de Beaufort (MAINC). Cet office devait s'occuper de toutes les activités concernant la mer de Beaufort et faciliter la circulation des informations entre l'industrie et le gouvernement. Il ne semble pas avoir eu le pouvoir de s'acquitter de cette fonction. Ayant rédigé un rapport détaillé et très utile sur le rôle du gouvernement dans le développement de la mer de Beaufort, il fut dissout à l'automne de 1982. C'était la première fois qu'on cherchait à créer une agence centrale au sein d'un ministère au lieu de mettre sur pied un organisme extérieur. Mais tant qu'on n'aura pas légiféré sur le mandat administratif d'une telle agence centrale, ses chances de succès sont, de l'avis du Comité, sérieusement compromises. Pourtant il serait très opportun d'aider les promoteurs et ceux qui les réglementent à s'y retrouver dans le labyrinthe réglementaire.

Pour réduire au minimum les dimensions de ce problème à l'étape qui précède la décision par le cabinet, et lorsque des considérations d'intérêt public le justifient, on pourrait

nommer un coordonnateur fédéral, relevant du ministre compétent, qui aiderait les promoteurs à fournir au gouvernement les renseignements requis et qui coordonnerait les activités prédécisionnelles des ministères et organismes fédéraux. Au besoin, un petit nombre de fonctionnaires expérimentés pourraient être détachés des ministères et organismes concernés, en vue de coordonner les exigences réglementaires fédérales et d'aider les industriels à s'y conformer. Il faudrait que les méthodes d'examen soient normalisées en fonction de l'importance des projets afin d'assurer la cohérence de ces activités.

Nous croyons toutefois qu'il faudra désigner un coordonnateur de premier ordre, soutenu par un personnel réduit, pour mener ces projets à terme, et c'est là la position que nous avons exprimée dans notre rapport. (M. C.G. Edge, ONÉ, fasc. 36:77, 15-9-1982)

Le Comité croit que le processus décisionnel va devenir de plus en plus complexe et que cela justifie la nomination d'un coordonnateur fédéral chargé d'aider les promoteurs à respecter les exigences réglementaires. Cependant, si le mandat de ce fonctionnaire n'était pas clair en ce qui concerne la supervision du projet, l'autre volet de ce mandat, à savoir la coordination des activités prédécisionnelles du fédéral, pourrait en souffrir.

Le Comité recommande:

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.

C. Les approbations conditionnelles

Même si on améliore le système actuel de réglementation, l'industrie devra continuer 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. On ne sait pas exactement quelle quantité d'informations seront exigées pour que le gouvernement soit prêt, dans un premier temps, à prendre une décision. Devant une telle incertitude, en raison des frais énormes qu'entraînent les projets en cause, il est difficile pour un promoteur de décider s'il doit ou non lancer une proposition, et de prévoir combien de temps il aura à attendre une approbation initiale. Cet état de choses peut avoir de graves répercussions financières. Les industriels préfèrent donc la solution de l'approbation de principe pour les grands projets de mise en valeur des ressources.

Nous sommes en faveur d'accords de principe qui permettent aux gens de savoir qu'un projet sera réalisé et qu'on utilisera tous les talents qui ont été mobilisés dans ce pays depuis les dix dernières années. (M. A.E. Pallister, CanOcean, fasc. 27:32, 1-6-1982)

Il devra être clair que cette première décision de politique est conditionnelle et qu'elle n'est prise par le cabinet que pour empêcher un ministère d'empiéter sur le domaine d'un autre et pour protéger l'intérêt public. Par cette approbation, le gouvernement signifierait que du point de vue de sa politique l'impact d'un projet ne pose pas de problème. Le promo-

teur et le public devraient être bien au fait de ce qui a été ainsi approuvé et à quelles conditions. Il faut écarter toute incertitude pouvant créer des malentendus ou justifier d'autres prises de position. Des recherches ultérieures pourraient, en effet, mettre à jour des répercussions environnementales et socio-économiques tout à fait inacceptables.

... si vous essayez d'apprécier uniquement le principe, vous pouvez porter préjudice à certaines des parties qui pourraient éventuellement soumettre d'autres témoignages susceptibles de modifier la décision fondamentale. (M. C.G. Edge, ONÉ, fasc. 36:81, 15-9-1982)

Il est relativement aisé pour le gouvernement de prendre des décisions de ce genre en matière de développement, lorsqu'il s'est fixé des priorités de développement au sujet desquelles il existe des données scientifiques fondamentales valables. Dans le cas de projets touchant les régions du Grand Nord, une approbation de principe nécessiterait des informations assez coûteuses. Mais avec le temps, grâce à l'expérience acquise dans cette région et à la recherche, ce fardeau sera moins onéreux pour les requérants de demain. Il faut néanmoins qu'il soit clairement précisé à quel moment du processus une décision conditionnelle serait rendue, ainsi que la nature et la quantité d'informations requises à cette fin. L'examen à l'étape de l'approbation conditionnelle devrait être assez différent de celui des étapes ultérieures ou, s'il est terminé au cours de la première phase du projet, ne devrait pas être répété. Autrement, le nouveau système d'étude de la réglementation ferait face au même problème de double emploi que le processus d'étude actuel. Une fois la décision conditionnelle prise, on pourrait fixer les modalités, conditions et approbations destinées à garantir une protection environnementale maximale, en même temps qu'on commencerait à élaborer le design du projet et à le mettre en oeuvre. De cette façon, l'approbation conditionnelle ne préjugerait pas du processus de réglementation mais constituerait le premier pas sur la voie du respect des exigences imposées ultérieurement.

Le Comité est assez optimiste concernant la possibilité de trouver le moyen de permettre aux promoteurs de mégaprojets de fournir au gouvernement les grandes lignes seulement de leurs propositions, sans qu'ils aient à supporter les frais d'étude de design détaillé. Le Comité estime par conséquent qu'une version modifiée de l'idée de l'approbation conditionnelle pourrait trouver sa place au sein du processus réglementaire.

Le Comité recommande:

Que le cabinet donne son approbation conditionnelle aux grands projets énergétiques, dès lors qu'on aura précisé la nature des informations requises.

Il est évident que les données de la recherche sont essentielles pour la compréhension de la situation. Les données doivent être collectées de manière systématique et analysées de manière rigoureuse. Les résultats de la recherche doivent être communiqués de manière claire et concise.

Il est également important de noter que les données doivent être collectées de manière éthique et transparente. Les participants doivent être informés de la nature de la recherche et de leurs droits. Les données doivent être stockées de manière sécurisée et accessibles uniquement aux personnes autorisées.

En conclusion, la recherche est un processus complexe qui nécessite une planification minutieuse et une exécution rigoureuse. Les données doivent être collectées de manière systématique et analysées de manière rigoureuse. Les résultats de la recherche doivent être communiqués de manière claire et concise. Il est également important de noter que les données doivent être collectées de manière éthique et transparente. Les participants doivent être informés de la nature de la recherche et de leurs droits. Les données doivent être stockées de manière sécurisée et accessibles uniquement aux personnes autorisées.

Il est également important de noter que les données doivent être collectées de manière éthique et transparente. Les participants doivent être informés de la nature de la recherche et de leurs droits. Les données doivent être stockées de manière sécurisée et accessibles uniquement aux personnes autorisées.

Il est également important de noter que les données doivent être collectées de manière éthique et transparente. Les participants doivent être informés de la nature de la recherche et de leurs droits. Les données doivent être stockées de manière sécurisée et accessibles uniquement aux personnes autorisées.

Il est également important de noter que les données doivent être collectées de manière éthique et transparente. Les participants doivent être informés de la nature de la recherche et de leurs droits. Les données doivent être stockées de manière sécurisée et accessibles uniquement aux personnes autorisées.

ANNEXE A

LISTE DES TÉMOINS

N ^o . de fasc.	Date	Organismes et témoins
16	9 fév. 1982	L'honorable H.A. (Bud) Olson, c.p., ministre d'État chargé du Développement économique et ministre responsable de l'Administration du pipe-line du Nord
17	16 fév. 1982	De Esso Resources Canada Ltd. M. Gordon Haight, vice-président et directeur général M. George Bezaire, directeur de la technologie d'exploitation des régions éloignées
18	2 mars 1982	De NOVA, An Alberta Corporation M. S. Robert Blair, président du Conseil d'administration et directeur exécutif M. Kent Jespersen, vice-président de la société
19	16 mars 1982	Du Comité canadien des ressources arctiques M. Murray Coolican, directeur exécutif M. Donald Gamble, directeur, Étude des politiques M. François Bregha, analyste en énergétique
20	23 mars 1982	De Ressources Gulf Canada Inc. M. Dan Motyka, vice-président, Régions pionnières M. Gary Bruce, directeur, Mise en valeur des régions pionnières M. John Hnatiuk, directeur, Environnement des régions pionnières
21	31 mars, 1 avril 1982	De Dome Petroleum Ltd. M. Murray Todd, premier vice-président, Forage et production des régions pionnières M. Ken Croasdale, directeur, Recherche, Section de la mer de Beaufort M. Brian Mercer, chercheur principal, Chef du groupe de la télé-détection M. Bengt Johansson, directeur général, Ingénierie et design M. Rick Hoos, directeur adjoint, Environnement, Évaluation des répercussions M. Bill Pistruzak, directeur, Environnement (Recherche)

N° de fasc.	Date	Organismes et témoins
22	27 avril 1982	L'honorable R.W. Nerysoo, ministre des Ressources et des Énergies renouvelables
		Du Gouvernement des Territoires du Nord-Ouest
		M. Al Zariwny, secrétaire du Secrétariat à l'énergie et à l'exploitation des ressources
		Mme Gay Kennedy, conseillère socio-économique, Secrétariat à l'énergie et à l'exploitation des ressources
23	4 mai 1982	Du Conseil national de recherches
		M. C.B. Crawford, directeur, Division des recherches sur le bâtiment
		M. L.W. Gold, directeur associé, Division des recherches sur le bâtiment
		M. E.H. Dudgeon, directeur de génie mécanique
26	18 mai 1982	M. Simon Awa, président, Association des Inuits de la région de Baffin, Frobisher Bay, Territoires du Nord-Ouest
		Mme Fran Williams, présidente, Association inuite du Labrador, Nain, Labrador
		M. John Merritt, coordonnateur des recherches en matière de revendications territoriales, Inuit Tapirisat du Canada
		M. Milton Freeman, conseiller en sciences sociales auprès d'Inuit Tapirisat du Canada
		Mme Judy Rowell, conseillère écologique auprès de l'Association inuite du Labrador
27	1 juin 1982	De CanOcean Resources Ltd.
		M. A.E. Pallister, président du conseil d'administration
		M. William A. Talley, Jr., président
		M. A.W. Marks, gestionnaire, Expansion de la société, Est du Canada
28	9 juin 1982	De Panarctic Oils Ltd.
Rea Point, T.N.-O.		M. C.R. Hetherington, président et administrateur-en-chef
		M. L.J. Franklin, vice-président des opérations
		Brigadier général C.E. Beattie, consultant
29	9 juin 1982,	M. Ludy Pudluk, député, (extrême Arctique), Gouvernement des T.N.-O.
Resolute Bay, T.N.-O.		Mme Dora Pudluk
		M. Solomon Kalluk, président de la société d'habitation
		Mme Leetia Kalluk
		M. Andrew Tagak, président de la <i>Hunters' and Trappers' Association</i>

N ^o . de fasc.	Date	Organismes et témoins
29	10 juin 1982	M. Sam Omik, maire, village de Pond Inlet M. Paul Koolerk, secrétaire adjoint, village de Pond Inlet M. David Mablick, agent des opérations régionales, Gouvernement des T.N.-O. M. Loti Atagootak, président de la <i>Hunters' and Trappers' Association</i> M. Shahan Deirmenjjan, planificateur, village de Pond Inlet M. Nat Maktar, traducteur
30	15 juin 1982	Du ministère des Transports M. Gordon M. Sinclair, administrateur, Administration canadienne du transport maritime Mme Carol Stephenson, directrice, Projets spéciaux et coordination de la politique, Garde côtière M. James Richard F. Hodgson, directeur, Coordination des politiques maritimes M. Don J. Douglas, contrôleur régional de l'aviation civile, région de l'Ouest (air)
31	22 juin 1982	Du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien M. G. Neil Faulkner, sous-ministre adjoint, Programmes des affaires du Nord M. Yvon Dubé, directeur général, Environnement du Nord M. Robin Glass, directeur général, Planification des ressources et de l'économie du Nord M. John Hucker, directeur général, Politique et programmes du Nord M. D. Sherwin, directeur général, Direction générale de l'évaluation des ressources, APGTC
32	29 juin 1982	Du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources M. G. Tough, sous-ministre adjoint, Analyse de la politique énergétique M. K. Whitham, sous-ministre adjoint, Recherche et technologie M. P. Dyne, directeur, Bureau de la recherche et du développement énergétiques
33	6 juil. 1982	Du ministère des Transports M. Gordon M. Sinclair, administrateur, Administration canadienne du transport maritime Mme Carol Stephenson, directrice, Projets spéciaux et coordination de la politique, Garde côtière M. James Richard F. Hodgson, directeur, Coordination des politiques maritimes

N ^o . de fasc.	Date	Organismes et témoins
		<p>M. Don J. Douglas, contrôleur régional de l'aviation civile, région de l'Ouest (air) Capitaine A. Geddes, officier, Sécurité des navires</p>
34	9 sept. 1982 Calgary, Alta.	<p>L'honorable Christopher W. Pearson, Leader du Gouvernement du Yukon</p> <p>Du Gouvernement du Yukon M. John W. Ferbey, sous-ministre, ministère de l'Expansion économique et des Relations intergouvernementales M. Tim McTiernan, agent de projets, ministère de l'Expansion économique et des Relations intergouvernementales</p> <p>Du Comité consultatif des résidents de la mer de Beaufort M. Garrett Ruben, président M. Tom Zubko, représentant du conseil d'Inuvik M. Dick Hill, coordonnateur</p>
35	14 sept. 1982	<p>De l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada M. Maurice E. Taschereau, administrateur M. Robert G. Blackburn, sous-administrateur Mme Sheryl L. Kennedy, directeur, Analyse de la politique et coordination M. Rowland H. Harrison, directeur général, Gestion des terres M. Leo V. Brandon, directeur général, Génie M. Don L. Sherwin, directeur général, Évaluation des ressources M. Maurice Ruel, directeur général, Protection de l'environnement M. Pat J. Duggan, directeur général, Retombées canadiennes</p> <p>Du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales M. Raymond Robinson, président exécutif M. David Marshall, directeur, Région du Pacifique M. Patrick Duffy, directeur, Région du Nord</p> <p>Du ministère des Pêches et des Océans M. G.H. Lawler, directeur général, Région de l'Ouest M. S.B. MacPhee, hydrographe fédéral et directeur général M. N.J. Campbell, directeur général, Information et sciences de mer M. J.S. Loch, conseiller principal, Politique et programme de recherches sur les pêches et les mammifères marins de l'Arctique M. G.L. Robins, directeur intérimaire, Direction des Affaires des autochtones</p>

N ^o . de fasc.	Date	Organismes et témoins
36	15 sept., 1982	<p data-bbox="421 292 1318 358">Du ministère de l'Industrie et du Commerce—Bureau des retombées industrielles et régionales -</p> <p data-bbox="451 364 1214 468">M. H.A. Reynolds, directeur général M. W. Whiting, chef, Ressources hydrocarbures terrestres M. R.G. Schulte, chef, Analyse de demande et fourniture</p> <p data-bbox="421 503 1219 534">De la Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada</p> <p data-bbox="451 540 1302 789">M. Duncan R. Campbell, directeur exécutif, Développement du marché du travail M. Alan L. Cobb, directeur principal, Planification et adaptation du marché du travail M. J. Daniel O'Rourke, économiste, Territoires du Nord-Ouest, Région de l'Alberta et des Territoires du Nord-Ouest M. Grant C. Botham, directeur général, Formation</p> <p data-bbox="421 824 842 855">De l'Office national de l'énergie</p> <p data-bbox="451 861 1193 1110">M. C.G. Edge, président M. J. Farmer, vice-président associé Amiral R. St.G. Stephens, directeur exécutif M. K.W. Vollman, directeur général, Études de l'énergie M. T.S. Shwed, directeur, Direction des pipelines M. G. Yorke Slader, secrétaire de l'Office M. H. Wetston, conseiller juridique adjoint</p>
37	16 sept. 1982	<p data-bbox="421 1145 911 1176">De la <i>General Dynamics Corporation</i></p> <p data-bbox="451 1183 1190 1286">M. James J. Murphy, vice-président du marketing M. Roland Jones, Projet de développement de l'Arctique M. Gregory Kane, avocat</p> <p data-bbox="421 1321 1166 1353">Du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien</p> <p data-bbox="451 1359 1331 1607">M. Clovis Demers, sous-ministre adjoint, Revendications des autochtones M. J.R. Goudie, directeur, Politique des revendications, Bureau des revendications des autochtones M. S.A. Kanik, chef, Coordination des opérations pétrolières et gazières, Ressources non-renouvelables du Nord, Planification des ressources et de l'économie du Nord</p> <p data-bbox="421 1643 858 1674">Du ministère de l'Environnement</p> <p data-bbox="451 1680 1318 1918">M. Jacques Gérin, sous-ministre adjoint principal M. A.H. Macpherson, directeur général régional pour la région de l'Ouest et du Nord M. E.F. Roots, conseiller en sciences M. J.W. Maxwell, directeur général intérimaire de la Direction générale des terres, Service de la conservation de l'environnement</p>

ANNEXE B

LISTE DES ACRONYMES

APCA	atoll de production et de chargement arctique
APGTC	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
BFEÉE	Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales
BRIR	Bureau des retombées industrielles et régionales
CanOcean	<i>CanOcean Resources Ltd.</i>
CÉE	Commission d'évaluation environnementale
CEIC	Commission de l'emploi et de l'immigration du Canada
CNR	Conseil national de recherches
Dome	<i>Dome Petroleum Limited</i>
ÉIE	Énoncé d'incidences environnementales
ÉMR	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Esso	<i>Esso Resources Canada Limited</i>
GNL	gaz naturel liquéfié
Gulf	Ressources Gulf Canada Inc.
MAINC	Ministère des Affaires indiennes et du développement du Nord canadien
MIC	Ministère de l'Industrie et du Commerce
MT	Ministère des Transports
NORDREG	système de surveillance volontaire du trafic maritime dans l'Arctique
NOVA	<i>NOVA, An Alberta Corporation</i>
ONÉ	Office national de l'énergie
Panarctic	<i>Panarctic Oils Limited</i>
PÉN	Programme énergétique national
Petro-Canada	Ressources Petro-Canada
PFÉEME	Processus fédéral d'évaluation et d'examen en matière d'environnement
PNB	produit national brut

PPA	Projet pilote de l'Arctique
TERMPOL	normes recommandées pour prévenir la pollution et assurer la sécurité dans les systèmes de terminaux maritimes
T.N.-O.	Territoires du Nord-Ouest

Projet pilote de l'Arctique	PTA
normes recommandées pour prévenir la pollution et assurer la sécurité dans les systèmes de transport maritimes	TERMPOL
Territoires du Nord-Ouest	T.N.O.

ANNEXE B

LISTE DES ACRONYMES

AMP	Agence de production et de chargement
AMPAC	Administration du pétrole et de gaz du Canada
BEP/BE	Bureau fédéral d'examen des brevets et des marques
BEI	Bureau des brevets industriels
CanOceano	CanOcean Resources Inc.
CC	Commission d'enquête sur l'environnement
CCRC	Commission de l'environnement et de l'énergie du Canada
CCRI	Conseil national de recherche
DEMO	Demio Petroleum Limited
EIE	Énoncé d'incidence environnementale
EMR	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
ES&O	Esso Resources Canada Limited
GNL	gaz naturel liquéfié
GRG	Resources Gulf Canada Inc.
MAINE	Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
MDP	Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
MTA (11)	Ministère des Transports
NSM (11)	Service de surveillance Maritime (Service maritime dans l'Arctique)
NSM (12)	NSM (12) Maritime Corporation
ONE	Office national de l'énergie
OR	Oil Refining
Parsons	Parsons Oil Limited
PC	Programme de crédit national
Perseus	Perseus Petroleum Inc.
PRM (11)	Programme fédéral d'évaluation des risques en matière d'environnement
PRM (12)	Programme fédéral d'évaluation des risques en matière d'environnement