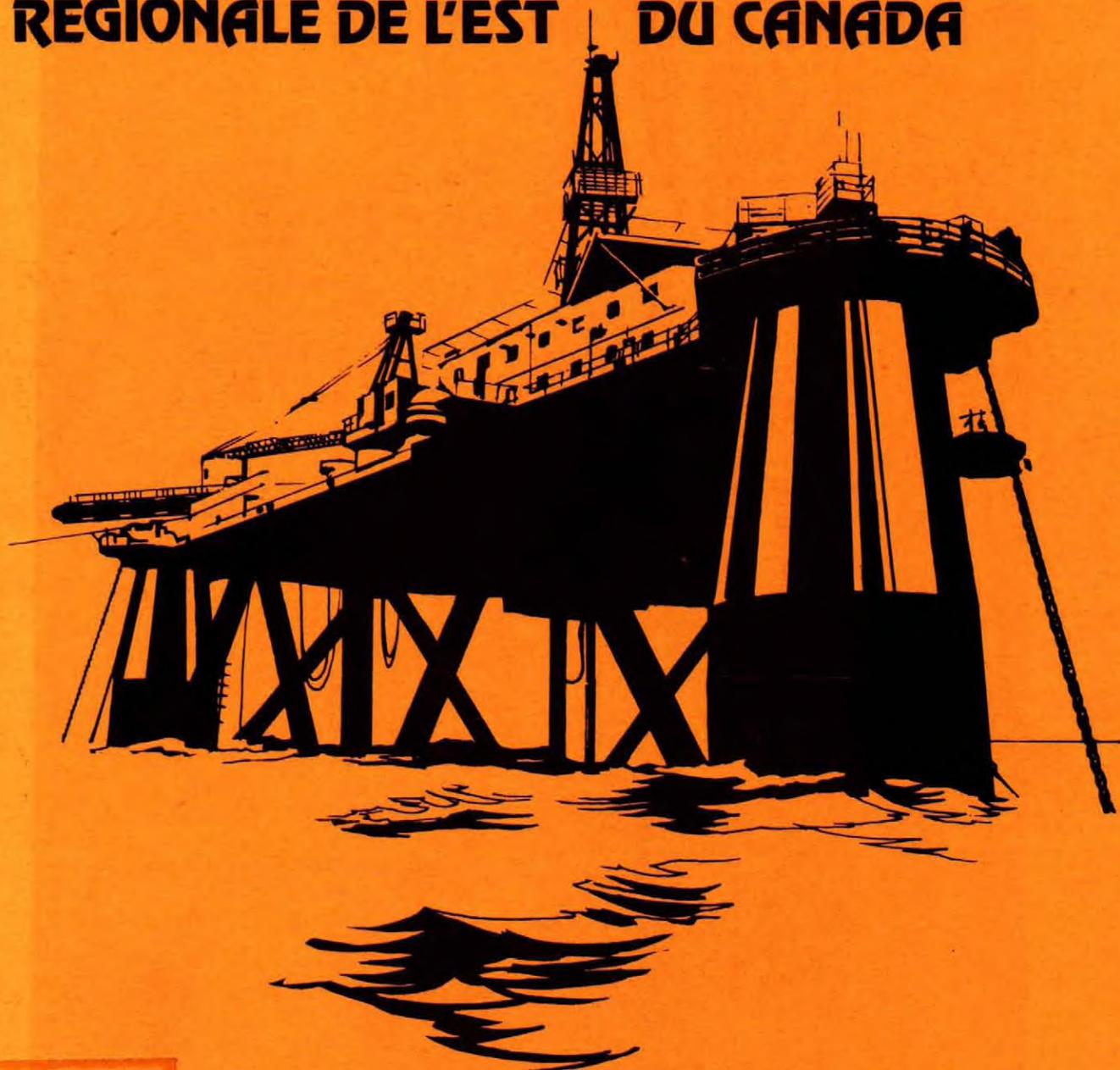


**ÉTUDE DES EFFETS DU DÉVELOPPEMENT
ÉVENTUEL DES RÉSERVES SOUS-MARINES
DE PÉTROLE ET DE GAZ SUR L'ÉCONOMIE
RÉGIONALE DE L'EST DU CANADA**



HD
9574
C23
M3414

ÉTUDE DES EFFETS DU
DÉVELOPPEMENT ÉVENTUEL
DES RÉSERVES SOUS-MARINES
DE PÉTROLE ET DE GAZ SUR
L'ÉCONOMIE RÉGIONALE
DE L'EST DU CANADA



RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE RÉDIGÉE PAR
E.I.U. CANADA LTD.
TORONTO

POUR

LE MINISTÈRE DE L'EXPANSION ÉCONOMIQUE RÉGIONALE
ET
LE MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Rapport sommaire préparé
en consultation avec
E.I.U. Canada Ltd.
Avril 1972

Ce rapport donne un aperçu des résultats d'une étude menée par E.I.U. (Economist Intelligence Unit) Canada Ltd. pour le compte des ministères fédéraux de l'Expansion économique régionale et de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Les opinions émises dans ce document ne sont pas nécessairement celles des ministères intéressés.

TABLE DES MATIÈRES

	Résumé et conclusions	1
CHAPITRE 1	Introduction	5
CHAPITRE 2	Effet prévisible sur la région de l'Atlantique	9
	(1) Introduction	9
	(2) Répercussion sur l'emploi direct d'une exploitation pétrolière sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse	9
	(3) Répercussions sur l'emploi direct d'une exploitation dans le golfe du Saint-Laurent	11
	(4) Répercussions sur l'emploi direct d'une exploitation sur les Grands bancs	13
	(5) Répercussions sur l'emploi direct d'une exploration sans exploitation	15
	(6) Simulation d'exploitation sur la côte du Labrador	17
	(7) Répercussions sur l'emploi direct d'une simulation multiple	17
	(8) Répercussions sur l'emploi indirect dans la région de l'Atlantique	19
	(9) Possibilités industrielles dans la région de l'Atlantique	21
CHAPITRE 3	Marchés de pétrole et du gaz naturel	25
	1. Introduction	25
	2. Marché et prix du pétrole	26
	(a) Situation d'ensemble	26
	(b) Marché du pétrole brut à l'est de la ligne P.n.p.	26
	(c) Marché du pétrole brut à l'ouest de la ligne de démarcation de la P.n.p. en Ontario	28

	(d) Marché du pétrole brut aux États-Unis	30
	(e) Prix du pétrole	31
	(f) Influence de l'organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)	33
	(g) Vénézuéla: prix et politique	34
	(h) Autres incidences nationales et internationales	34
	3. Marchés et prix du gaz naturel	37
	(a) Marchés	37
	(b) Seuils	39
	(c) Répercussions sur les prix et sur la production	39
CHAPITRE 4	Caractéristiques physiques du plateau continental canadien	41
	(1) Introduction	41
	(2) Historique	42
	(3) Géologie générale	45
	(4) Travaux imposés	46
	(5) Études initiales	46
	(6) Forages d'exploration	51
	(7) Organisation du gisement de pétrole ou de gaz naturel	52
	(8) Mise en exploitation du gisement	54
	(9) Transport	57
	(10) Milieu naturel	59
CHAPITRE 5	Le précédent de la mer du nord - comparaison	63
	(1) Introduction	63
	(2) Expérience norvégienne	64
	(3) Expérience britannique	64
CHAPITRE 6	Répercussions sur le revenu et sur l'emploi dans les provinces de l'Atlantique	69
	(1) Introduction	69
	(2) Rubriques d'activités	69
	(3) Simulations	74
	(4) Plans physiques des simulations	76
	(5) Analyse des coûts par province	76
	(6) Analyse des dépenses par rubriques d'activité	94
	(7) Emploi direct par province	95
	(8) Emploi direct par rubrique d'activité	95
	(9) Coût total de l'emploi direct par année-homme	99
	(10) Emploi indirect par province	100

RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS

Ce rapport décrit l'aspect physique de l'exploitation des gisements sous-marins de pétrole et de gaz naturel et l'expérience canadienne dans ce domaine. Il expose la situation future du marché et également la structure des prix du pétrole et du gaz. Le rapport, qui mentionne l'exploitation du pétrole et du gaz de la mer du Nord comme point de comparaison, analyse les répercussions économiques possibles sur la région de l'Atlantique.

Les descriptions, les comparaisons et les analyses donnent des indications précises sur les conséquences possibles de la découverte et de l'exploitation de gisements de pétrole et de gaz dans la région de l'Atlantique. Trois conclusions importantes peuvent être tirées de cette étude:

- a) les étapes de l'exploration et de la construction sont les plus importantes dans une exploitation de pétrole ou de gaz pour le marché du travail;
- b) l'influence directe de la production industrielle de pétrole ou de gaz sur la situation de l'emploi dans la région de l'Atlantique ne sera pas très considérable. Au stade de la production, l'emploi est minime;
- c) le pétrole sous-marin ou off-shore coûtera cher; au niveau actuel des prix, il est peu probable que le pétrole brut des gisements sous-marins puisse entrer en concurrence, dans l'est du Canada, avec le pétrole brut provenant de l'étranger.

Ces conclusions auront une influence capitale sur la planification des stratégies industrielles dans la région de l'Atlantique.

En Amérique du Nord, la demande de pétrole brut et de gaz naturel ne cesse d'augmenter et les gisements découverts sur le continent ne suffisent pas à la demande croissante. Une nouvelle source de pétrole ou de gaz, dans l'est du Canada, serait donc précieuse et comme stimulant de l'expansion régionale et comme supplément aux ressources énergétiques du

Canada. Cependant, l'exploitation du pétrole et du gaz au large des côtes de l'Atlantique ne semble pas être considérée actuellement comme un objectif prioritaire par les compagnies pétrolières internationales. Jusqu'à présent, la région au large des côtes de l'Atlantique a été très peu exploitée, puisque 31 puits seulement ont été creusés sur une surface de 190,000 milles carrés.

La réserve minimale de pétrole brut nécessaire à l'exploitation est d'environ 100 millions de barils, sauf pour ce qui est de la côte du Labrador, où l'exploitation ne saurait se faire à moins de 2 milliards de barils. La réserve minimale de gaz pour une exploitation rentable se situe entre 12 et 25 billions de pieds cubes, selon l'emplacement. Dans la région située au large de la côte est, il est prévu que les sommes investies atteindront au minimum \$50 millions en 1972, et s'élèveront jusqu'à un minimum annuel de \$90 millions en 1975.

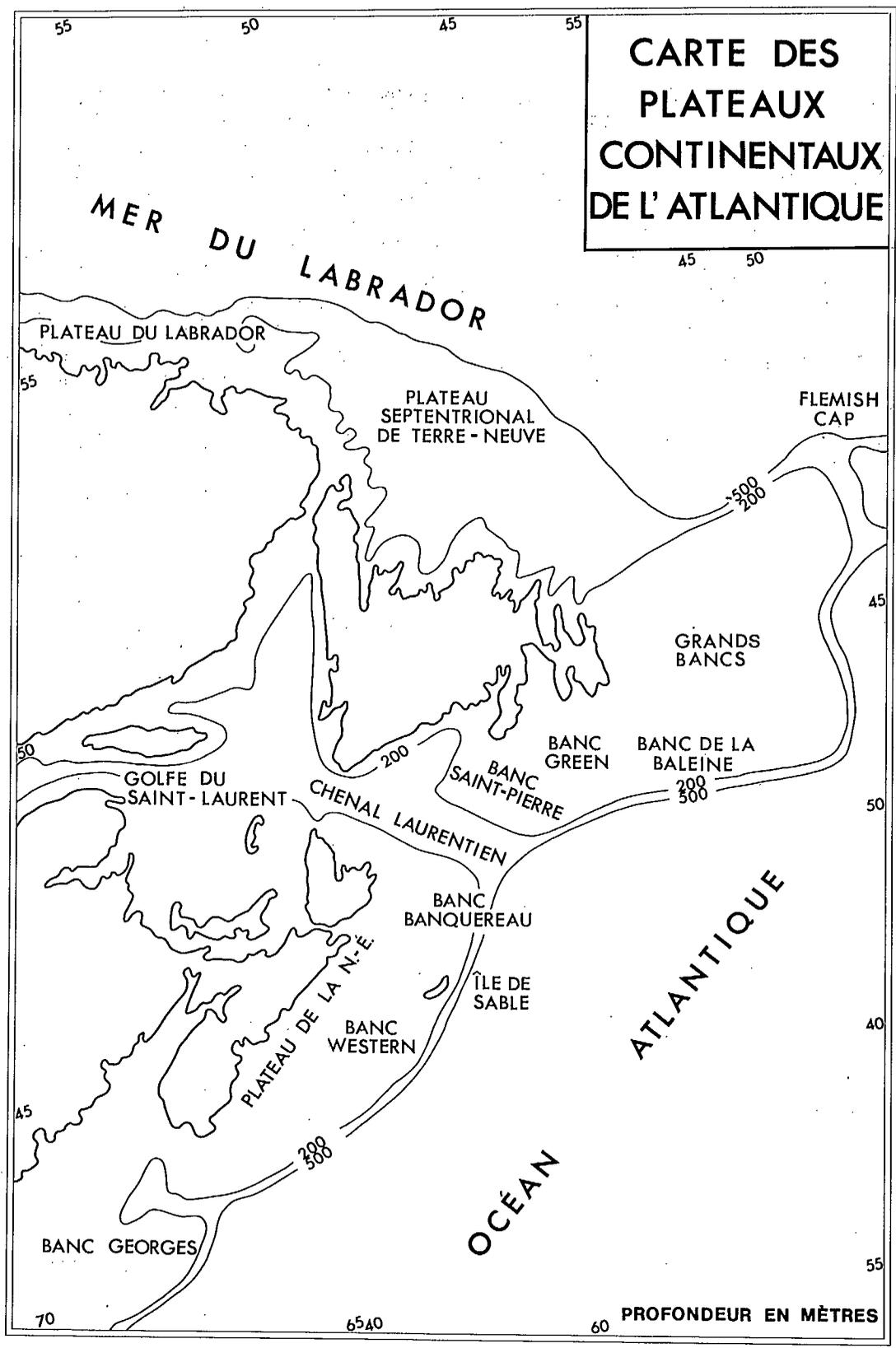
Lors de la découverte d'une réserve d'importance industrielle, le premier stade de l'exploitation dépend dans une large mesure de l'équipement importé. Toutefois, si l'exploitation du gisement sous-marin se prolonge et s'amplifie, elle peut entraîner la participation de l'industrie manufacturière locale.

L'industrie internationale du pétrole et du gaz, et les compagnies auxiliaires qui s'y rattachent déplacent leur personnel et leur équipement d'un continent à l'autre et d'exploitation en exploitation. Au moment de la découverte d'un champ pétrolifère, seul un équipement très spécialisé peut permettre de l'évaluer et de l'exploiter. La courte durée du travail et la nature hautement spécialisée de l'équipement ne permettent pas habituellement aux entreprises locales de s'aventurer dans ce domaine. Ce qui ne signifie pas que dans la région de l'Atlantique aucune collaboration locale ne pourra intervenir. Au contraire, il paraît exister des possibilités de production par les entreprises locales d'installations de forage, de plates-formes de production et de pièces d'équipement. De plus, certains services auxiliaires devront être assurés à l'industrie. Bref, les perspectives locales, en ce qui concerne l'industrie manufacturière et les services, sont très bonnes, à condition que les produits et services soient offerts à un prix concurrentiel, qu'ils soient de bonne qualité et que les livraisons soient faites à temps.

Les possibilités les plus intéressantes s'ouvriront dans le domaine de la construction navale et des industries qui s'y rattachent. De plus, il est reconnu que les activités du plateau continental de la côte est se dérouleront dans une zone terme. A cause de l'environnement inhospitalier, une nouvelle technologie et des méthodes spéciales devront être mises en oeuvre pour la production de pétrole ou de gaz en quantités industrielles. Sur ce plan, la région de l'Atlantique pourra ouvrir la voie à de nouvelles technologies qui, demain, seront adoptées à travers le monde par cette industrie qui explore de plus en plus toutes les régions inhospitalières de l'univers.

Il est clair que les conclusions du présent rapport s'appliquent exclusivement aux répercussions possibles de l'exploitation du pétrole et du gaz du plateau continental de l'Atlantique. C'est pourquoi il ignore les autres secteurs de l'industrie pétrolière comme le transbordement ou le raffinage du pétrole brut dont l'implantation dans la région atlantique ne dépend pas de la possibilité d'exploitation du pétrole sous-marin. Toutefois, cette exploitation, si elle est mise en train, éliminerait pour une large part le pétrole brut provenant de l'étranger et actuellement raffiné dans l'est du Canada. Dans les pages de ce rapport, les mots "pétrole sous-marin ou off-shore" désignent le pétrole qui pourrait être produit par diverses régions du plateau continental au large de la côte orientale du Canada. Il ne faut pas donner à cette expression le sens que lui donne souvent l'industrie pétrolière, où l'on désigne fréquemment par l'expression "pétrole off-shore" le pétrole brut importé de l'étranger par transport maritime.

CARTE DES PLATEAUX CONTINENTAUX DE L'ATLANTIQUE



CHAPITRE 1

INTRODUCTION

Problème

On a beaucoup parlé de la possibilité d'établir une industrie du pétrole et du gaz naturel dans les provinces de l'Atlantique et de l'influence d'une telle industrie sur la situation économique de la région. Toutefois, l'absence de données précises sur le sujet entraîne des différences d'opinions quant aux incidences économiques d'une industrie de cette nature.

Le présent document expose les résultats d'une étude effectuée par l'*Economist Intelligence Unit (Canada) Ltd.*, à la demande du ministère de l'Expansion économique régionale (MEER) et du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR). Le MEER a commandé cette étude afin d'être en mesure de réaliser l'un de ses objectifs principaux: l'élimination des disparités régionales. Quant au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, cette étude lui sera utile dans ses travaux d'aménagement et d'exploitation des ressources de pétrole et de gaz naturel. Enfin, le présent document contribuera à préciser les faits et à orienter les décisions afin que l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz de la région de l'Atlantique soit planifiée, par le gouvernement fédéral et par les gouvernements provinciaux, de façon à porter au maximum les avantages que les provinces Maritimes en retireront.

L'*Economist Intelligence Unit (Canada) Ltd.* a examiné les divers éléments qui concourent à la mise en valeur des ressources de pétrole et de gaz naturel de la région de l'Atlantique et a trouvé dans cette analyse une réponse aux questions suivantes:

- 1) Quel est le seuil de la réserve minimale pour une exploitation rentable?
- 2) Sur quel marché ces produits seront-ils écoulés?

- 3) Combien d'emplois seront créés dans les phases d'exploration, de construction et de production?
- 4) Où seront concentrés les emplois ainsi créés?
- 5) Quels crédits seront affectés à la région en cause, et comment seront-ils répartis?
- 6) Quel sera l'essor industriel consécutif dans la région?

Données

Les données qui ont servi de base à cette étude proviennent de diverses sources dont la plus importante est sans contredit les sociétés pétrolières qui se sont déjà livrées à l'exploration dans la région, tant sur la terre ferme qu'au large des côtes. Nombre de données ainsi fournies par les sociétés sont d'ordre confidentiel. Par conséquent, le présent rapport porte particulièrement sur les résultats les plus significatifs de l'étude.

Hypothèses

Les hypothèses suivantes ont été émises au départ pour orienter et délimiter l'analyse:

- 1) les politiques du gouvernement fédéral en matière de pétrole et de gaz naturel demeurent les mêmes;
- 2) un seul gisement est exploitable; il est situé à peu près au centre de l'une des quatre régions pétrolifères sous-marines qui ont été analysées;
- 3) quant à l'importance, le gisement aurait une réserve minimale, moyenne ou considérable, et l'importance de chacune dépendrait de son emplacement;
- 4) durée de l'exploitation: de 1972 à 1985.

Méthodologie

En se basant sur les chiffres connus, sur les données fournies par les sociétés de pétrole et de gaz naturel et sur l'avis des experts, on a pris comme hypothèse de départ une série de découvertes simulées de pétrole et de gaz naturel qu'on a analysées pour déterminer leur impact économique. Par exemple, l'une des simulations suppose une réserve minimale de 100 millions de barils de pétrole, découverte vers la fin de 1972 sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse et dont la production de début serait de 30,000 barils par jour en 1977. De plus, il faut construire les installations de forage, importer une plate-forme de production et construire des navires de ravitaillement en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick en 1973 et 1974.

Plan de l'étude

Le chapitre 2 expose les résultats les plus significatifs quant aux possibilités d'emploi dans la région de l'Atlantique. Par ailleurs, les chapitres 3 à 6 résument les données techniques et économiques sur lesquelles s'appuie l'évaluation des conséquences économiques de l'implantation d'une industrie de pétrole ou de gaz naturel dans la région de l'Atlantique.



CHAPITRE 2

EFFET PRÉVISIBLE SUR LA RÉGION DE L'ATLANTIQUE

1. Introduction

L'étude a été effectuée en deux parties complémentaires, soit une analyse physique détaillée de l'exploitation sous-marine, et une analyse des répercussions d'ordre économique. Cette dernière est basée sur la simulation de différentes situations qui peuvent se présenter. Chacun des principaux aspects de l'exploration a été examiné séparément. Les indications de coût et de nombre d'emplois, telles que citées dans ce rapport, expriment plutôt un ordre de grandeur qu'une prévision réelle.

Chaque simulation couvre une période de 14 ans. Dans tous les cas, la production se prolonge au-delà de la période de temps étudiée. Par conséquent, la situation de l'emploi dans le secteur de la production n'est pas évaluée pour toute la durée de l'exploitation simulée des champs de pétrole ou de gaz.

De plus, dans le présent rapport, le terme "emploi direct" désigne l'emploi directement relié aux activités d'exploration, de construction et de production de l'industrie du pétrole ou du gaz naturel. Ce terme ne comprend ni l'emploi dans les secteurs secondaires ou secteurs de service, ni les emplois dans les secteurs de consommation constituant le marché accessible aux employés de l'industrie.

2. Répercussions sur l'emploi direct d'une exploitation pétrolière sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse

C'est en Nouvelle-Écosse que seraient ressenties les répercussions les plus importantes d'une exploitation de pétrole ou de gaz sur son plateau continental, étant donné que la base des opérations ne serait pas établie à Halifax. Le tableau 1 indique les emplois créés, par année, par des découvertes de gisements de pétrole de tailles et de natures diverses. Ainsi, il est possible de faire une évaluation comparative de l'importance et de la durée des emplois directs créés par cette exploitation et des répercussions sur l'emploi des divers genres d'exploitation.

TABLEAU 1

Effet sur l'emploi direct d'exploitations simulées
de 14 ans sur le plateau de la Nouvelle-Écosse

Emplois directs, par centaines

Année*	<i>Emplois directs, par centaines</i>				
	<i>Petite exploit- ation - pétrole</i>	<i>Moyenne exploit- ation - pétrole</i>	<i>Grande exploit- ation - pétrole</i>	<i>Petite exploit- ation - gaz</i>	<i>Grande exploit- ation - gaz</i>
1	8	8	9	6	11
2	23	23	23	23	31
3	22	22	39	21	31
4	13	48	38	17	38
5	10	29	78	14	59
6	6	21	57	44	64
7	4	22	29	32	32
8	2	15	29	15	48
9	x	9	24	9	29
10	x	4	17	4	21
11	x	4	14	4	22
12	x	1	9	4	11
13	x	1	5	4	7
14	x	1	3	4	5

* L'année 1 est l'année de la découverte du gisement; dans les simulations, c'est l'année 1972.

x Très faible.

Note: Étant donné que les chiffres ont été arrondis, les totaux de chaque colonne peuvent n'être pas identiques à ceux qui sont indiqués au chapitre 6.

Parmi les données du tableau 2, un certain nombre sont à souligner. Les exploitations les plus importantes de pétrole et de gaz créent le plus grand nombre d'emplois, mais il est à noter que ce nombre n'est pas élevé et que ces emplois ne sont pas de longue durée.

L'emploi à long terme, c'est-à-dire les emplois à la production dans les années à venir indiqués dans chaque simulation, atteint tout au plus le nombre de 500 emplois. Les années où le nombre d'emplois est au maximum sont celles où se déroulent simultanément l'exploration et la construction.

TABLEAU 2

Répartition de l'emploi direct, par activité et par province,
en pourcentage - Exploitation de 14 ans du plateau
continental de la Nouvelle-Écosse

Répartition de l'emploi direct, en pourcentage

<i>Activité et province</i>	<i>Petite exploit- ation - pétrole</i>	<i>Moyenne exploit- ation - pétrole</i>	<i>Grande exploit- ation - pétrole</i>	<i>Petite exploit- ation - gaz</i>	<i>Grande exploit- ation - gaz</i>
Exploration	71.4	61.5	51.5	39.7	47.2
Construction	26.6	36.4	42.0	44.1	43.5
Production	2.0	2.1	6.6	16.2	9.3
Nouvelle- Écosse	63.0	66.4	70.4	61.3	67.7
Nouveau- Brunswick	15.2	14.6	16.5	27.4	19.6
Î.-P.-É.	4.4	3.3	1.9	2.3	1.8
Terre-Neuve	17.2	15.7	11.2	9.0	10.8

A la suite de l'analyse des simulations relatives au plateau continental de la Nouvelle-Écosse, il est à remarquer que, en ce qui concerne les exploitations pétrolières, c'est la phase d'exploration qui crée le plus grand nombre d'emplois, tandis que dans le cas du gaz, l'emploi est à peu près égal pendant l'exploration et la construction. Ceci s'explique par le fait que l'exploitation du gaz naturel exige la construction de pipelines de la source de gaz naturel jusqu'au marché, tandis que le pétrole n'est pas transporté par pipe-lines, sauf dans le cas des exploitations très importantes. Les données du tableau 2 indiquent également que, dans tous les cas, le plus grand nombre des emplois est créé en Nouvelle-Écosse.

3. Répercussions sur l'emploi direct d'une exploitation dans le golfe du Saint-Laurent

Une découverte, de pétrole ou de gaz, d'importance industrielle dans le golfe du Saint-Laurent aurait ses répercussions les plus marquées sur les provinces de l'Île-du-Prince-Édouard et du Nouveau-Brunswick. Il est tenu pour acquis qu'un oléoduc aboutirait dans l'une de ces provinces, mais il serait également possible qu'un oléoduc ayant son point de départ dans le golfe vienne aboutir au Québec ou en Nouvelle-Écosse. L'emploi direct résultant de découvertes de gisements de tailles ou de natures diverses est indiqué au tableau 3.

TABLEAU 3

Effet sur l'emploi direct d'exploitations simulées
de 14 ans dans le golfe du Saint-Laurent

Année*	<i>Emplois directs par centaines</i>				
	<i>Petite exploitation - pétrole</i>	<i>Moyenne exploitation - pétrole</i>	<i>Grande exploitation - pétrole</i>	<i>Petite exploitation - gaz</i>	<i>Grande exploitation - gaz</i>
1	8	8	11	8	14
2	23	22	37	23	37
3	22	32	43	21	52
4	13	47	55	26	46
5	10	28	64	17	62
6	6	19	53	31	56
7	7	24	33	32	42
8	2	15	27	14	39
9	x	9	22	8	39
10	x	3	15	3	19
11	x	3	12	3	20
12	x	1	7	3	10
13	x	1	3	3	6
14	x	1	1	3	4

* L'année 1 est l'année de la découverte du gisement, soit, dans les simulations, l'année 1972.

x Très faible.

Note: Les chiffres ayant été arrondis, les totaux des colonnes ne correspondent peut-être pas à ceux qui sont indiqués au chapitre 6.

La principale conclusion à tirer de ces données, c'est que l'emploi résultant des exploitations industrielles sous-marines n'est pas considérable; il est très variable et décline rapidement quand la phase de production est atteinte. Les emplois à la production (c'est-à-dire les chiffres indiqués dans ce cas pour l'année 14) atteignent le nombre maximal de 400. L'année 5 est celle où les emplois atteignent le nombre le plus élevé pour les grandes exploitations de pétrole et de gaz, mais les emplois créés ne dépassent tout de même pas 6,000.

Les données du tableau 4 confirment cette conclusion quant au petit nombre d'emplois à la production qui ont été créés. A noter qu'il n'y a qu'un seul cas où les emplois à la production dépassent de dix p. 100 le nombre total des emplois créés. Une fois de plus, les coûts importants

affectés à la construction de pipe-lines apparaissent dans toutes les simulations, sauf dans le cas d'une très petite découverte de pétrole, où on ne construit pas de pipe-lines. Dans tous les cas, le plus grand nombre d'emplois a été créé au Nouveau-Brunswick, puis à l'Île-du-Prince-Édouard qui bénéficie constamment environ du quart des emplois créés.

TABLEAU 4

Répartition de l'emploi direct, par activité et par province, en pourcentage - Exploitation de 14 ans dans le golfe du Saint-Laurent

<i>Activité et province</i>	<i>Répartition de l'emploi direct, en pourcentage</i>				
	<i>Petite exploitation - pétrole</i>	<i>Moyenne exploitation - pétrole</i>	<i>Grande exploitation - pétrole</i>	<i>Petite exploitation - gaz</i>	<i>Grande exploitation - gaz</i>
Exploration	72.5	58.5	50.1	40.9	43.2
Construction	25.6	39.5	47.6	48.6	50.6
Production	1.9	2.1	2.3	10.4	6.2
Nouvelle-Écosse	26.3	22.6	18.1	12.2	18.4
Nouveau-Brunswick	33.2	38.6	44.5	58.1	45.4
Î.-P.-É.	23.9	23.1	25.4	22.1	25.1
Terre-Neuve	16.6	15.8	11.9	7.6	11.1

4. Répercussions sur l'emploi direct d'une exploitation sur les Grands Bancs

Les Grands Bancs sont plus près de la province de Terre-Neuve. De plus, la faille Laurentienne dans l'Océan, entre Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse, interdit toute tentative d'installation de pipe-lines, du moins avec les moyens techniques actuels. Par conséquent, un pipe-line à partir des Grands Bancs devrait se terminer à Terre-Neuve, tandis que, dans le cas du gaz, il devrait traverser l'île et se rendre sur la rive nord du golfe Saint-Laurent. Ainsi, c'est à Terre-Neuve que l'exploitation sous-marine créerait le plus grand nombre d'emplois.

Il faut également remarquer que, dans les simulations, le potentiel gazéifère des grandes et des petites exploitations est identique. Cette hypothèse est basée sur la quantité minimale de réserve de gaz nécessaire pour justifier l'installation d'un gazoduc. Ce minimum économique est si important qu'il s'apparente en fait à une grande découverte, selon les

normes industrielles. Ceci met en lumière le fait que, dans les régions telles que les Grands Bancs, seules les réserves massives de gaz naturel présentent quelque intérêt pour les compagnies actuellement en cause.

Tout comme dans le cas du plateau continental de la Nouvelle-Écosse et dans celui du golfe Saint-Laurent, le cas des Grands Bancs démontre clairement qu'après une brève période d'activité intense, l'emploi créé par les exploitations de pétrole et de gaz naturel décline rapidement jusqu'à devenir presque insignifiant au moment où la phase de production est atteinte (tableau 5). La simulation d'une exploitation de gaz naturel dans cette région indique le plus grand nombre d'emplois créés, mais il faut se rappeler que le seuil minimal de réserve est plus élevé ici qu'il ne l'est sur le plateau de la Nouvelle-Écosse ou dans le golfe du Saint-Laurent. Dans le cas du gaz toutefois, le plus grand nombre d'emplois créés est inférieur à 9,000, et se produit en l'année 7.

TABLEAU 5

Effet sur l'emploi direct de l'exploitation simulée
de 14 ans sur les Grands Bancs

Année*	<i>Emplois directs, par centaines</i>			
	<i>Petite exploitation - pétrole</i>	<i>Moyenne exploitation - pétrole</i>	<i>Grande exploitation - pétrole</i>	<i>Petite ou grande exploitation - gaz</i>
1	7	7	17	17
2	24	38	38	47
3	22	30	52	42
4	13	52	46	44
5	10	36	73	61
6	6	19	59	51
7	4	18	35	89
8	2	15	29	51
9	x	9	22	30
10	x	4	15	26
11	x	4	12	15
12	x	1	7	11
13	x	1	3	7
14	x	1	1	5

* L'année 1 est l'année de la découverte du gisement, soit, dans les simulations, l'année 1972.

x Très faible.

Note: Les chiffres ayant été arrondis, les totaux des colonnes ne correspondent peut-être pas à ceux qui sont indiqués au chapitre 6.

Le tableau 6 montre clairement que la création d'emplois au moment de la construction est importante dans toutes les simulations, sauf dans les petites exploitations pétrolières. Une fois de plus, l'emploi dans la phase de production n'est pas très important. Dans la région de l'Atlantique, c'est Terre-Neuve qui, dans chaque cas, bénéficie du plus grand nombre d'emplois créés.

TABLEAU 6

Répartition de l'emploi direct, par activité et par province, en pourcentage - Exploitation de 14 ans sur les Grands Bancs de Terre-Neuve

Répartition de l'emploi direct, en pourcentage

<i>Activité et province</i>	<i>Petite exploitation - pétrole</i>	<i>Moyenne exploitation - pétrole</i>	<i>Grande exploitation - pétrole</i>	<i>Petite ou grande exploitation - gaz</i>
Exploration	70.2	54.4	48.5	40.0
Construction	28.0	43.7	49.3	53.7
Production	1.9	1.9	2.2	6.3
Nouvelle-Écosse	26.9	23.1	17.3	12.4
Nouveau-Brunswick	15.2	15.1	12.7	15.9
Î.-P.-É.	4.3	2.9	2.0	2.0
Terre-Neuve	53.5	58.9	68.0	69.7

5. Répercussions sur l'emploi direct d'une exploration sans exploitation

En se basant sur les explorations simulées sur le plateau de la Nouvelle-Écosse, dans le golfe du Saint-Laurent et sur les Grands Bancs, on suppose qu'après un certain nombre d'années de forage sans résultats, les compagnies d'exploration se retirent de la région. Le tableau 7 indique que le nombre le plus élevé d'emplois directs qui a été atteint est de 1,300 et que l'activité cesse après 7 ans. On verra plus loin dans le tableau 8 que la plupart des emplois ont été créés en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve. Dans tous les cas, l'emploi direct a été très peu considérable.

TABLEAU 7

Effet sur l'emploi direct d'une exploration simulée
sans exploitation

<i>Année*</i>	<i>Emplois directs, par centaines</i>
1	9
2	9
3	13
4	13
5	8
6	4
7	2
8	0
9	0
10	0
11	0
12	0
13	0
14	0

* L'année 1 est l'année de la découverte du gisement, soit, dans les simulations, l'année 1972.

Note: Les chiffres ayant été arrondis, les totaux ne correspondent pas à ceux qui sont indiqués au chapitre 6.

TABLEAU 8

Répartition de l'emploi direct par activité et par province,
en pourcentage - Exploration sans exploitation

<i>Activité et province</i>	<i>Répartition de l'emploi direct, en pourcentage</i>
Exploration	100.0
Construction	0
Production	0
Nouvelle-Écosse	32.1
Nouveau-Brunswick	14.7
Île-du-Prince-Édouard	14.7
Terre-Neuve	38.5

6. Simulations d'exploitations sur la côte du Labrador

Cette série de simulations s'est révélée si différente de celle des autres régions que l'analyse générale de ce cas n'a pas été concluante, parce que l'exploitation industrielle dépasse en durée la période de temps étudiée. Trois simulations ont été examinées:

- i) une exploration sans découverte;
- ii) une découverte de pétrole de l'ordre de 2 milliards de barils en l'année 10;
- iii) une découverte de gaz naturel de l'ordre de 10 billions de pieds cubes en l'année 14, pouvant atteindre éventuellement 20 à 25 billions de pieds cubes.

Dans le cas d'une exploration sans découverte, deux installations de forage tout au plus travaillent dans la région, mais toute activité a cessé dès l'année 7. Résultat: plus de 6 années d'exploration, pendant lesquelles le climat limite le forage à trois mois chaque année, un million de dollars en salaires distribués localement, particulièrement à Terre-Neuve.

Pour être rentables, les découvertes de pétrole et de gaz naturel doivent être d'importance et les techniques particulières à l'extraction du pétrole et du gaz dans un environnement aussi hostile doivent être mises au point et perfectionnées. Dans le cas d'une découverte de pétrole, la décision d'exploiter ne peut être prise qu'après 9 ou 10 ans d'exploration, et la phase de production ne commence qu'en l'année 14 ou 15. Pour ce qui est de la phase d'exploration, des emplois directs de quelque 2,500 années-hommes seraient créés, dont la plus grande partie à Terre-Neuve.

La découverte de gaz naturel, par ailleurs, survient en l'année 2, et lorsqu'on atteint l'année 14, des réserves se montant à 10 billions de pieds cubes peuvent être assurées. Toutefois, étant donné que, pour justifier l'exploitation, il faut une réserve de 25 billions de pieds cubes, la décision d'exploiter ne saurait être prise dans la période de temps couverte par cette étude. Une fois de plus, la plus grande partie des 3,500 années-hommes d'emplois créés pendant les 14 années le serait à Terre-Neuve.

7. Répercussions sur l'emploi direct d'une simulation multiple

Toutes les simulations décrites précédemment ont un caractère statique, parce qu'elles supposent une découverte d'importance définie dans un lieu précis. En réalité, il n'en est pas toujours ainsi et il arrive souvent qu'une découverte entraîne une exploration plus poussée, laquelle à son tour mène à d'autres découvertes. Une simulation multiple a été faite, afin d'étudier les répercussions possibles d'une simulation dynamique (tableau 9). Cette simulation suppose la découverte d'un champ pétrolifère limité sur le plateau de la Nouvelle-Écosse, suivie de la découverte d'un dépôt de gaz naturel très important sur les Grands Bancs, et plus tard d'un autre gisement pétrolifère limité sur le plateau de la Nouvelle-Écosse.

TABLEAU 9

Effet sur l'emploi direct d'une exploitation
simulée multiple de 14 ans

<i>Année*</i>	<i>Emplois directs dans une simulation multiple, par centaines</i>	<i>Nature et année de la découverte</i>
1	8	Petite découverte de pétrole
2	23	
3	22	
4	13	
5	21	Importante découverte de gaz
6	49	
7	42	
8	44	
9	53	
10	65	Petite découverte de pétrole
11	97	
12	55	
13	37	
14	33	

* L'année 1 est l'année de la découverte, soit, dans les simulations multiples, l'année 1972.

Note: Les chiffres ayant été arrondis, les totaux ne correspondent peut-être pas à ceux qui sont indiqués au chapitre 6.

La simulation multiple accuse un régime d'emploi direct beaucoup plus constant que la plupart des autres simulations, mais il faut remarquer que, même dans ce cas, le nombre maximal d'emplois directs est de moins de 10,000 pour l'année 11 et que ce nombre diminue fortement dès l'année suivante.

On peut conclure, à partir des données du tableau 10, que les emplois à la production sont très peu nombreux. La répartition par province de l'emploi direct est modifiée par la nature de la simulation, et la découverte de gaz naturel sur les Grands Bancs de Terre-Neuve domine nettement, favorisant surtout Terre-Neuve. Par conséquent, la répartition par province ne devra pas être considérée comme le modèle type de toutes les simulations multiples relatives aux régions situées au large des côtes.

TABLEAU 10

Répartition de l'emploi direct, par activité et par province -
Simulation multiple de 14 ans

<i>Activité et province</i>	<i>Répartition de l'emploi direct en simulation multiple, en pourcentage</i>
Exploration	43.3
Construction	54.5
Production	2.2
Nouvelle-Écosse	27.8
Nouveau-Brunswick	18.3
Île-du-Prince-Édouard	2.0
Terre-Neuve	51.9

8. Répercussions sur l'emploi indirect dans la région de l'Atlantique

Jusqu'ici nous n'avons examiné que l'emploi direct créé par l'exploitation industrielle du pétrole et du gaz naturel sous-marins.

Dans les simulations déjà étudiées, sont considérés comme emplois directs ceux qui sont liés aux installations de forage, aux navires de ravitaillement, aux chantiers maritimes et en général tous les emplois salariés qui proviennent directement de l'industrie d'exploitation des champs pétrolifères ou gazéifères sous-marins. C'est économiquement parlant la répercussion la plus immédiate et la plus importante, mais la demande créée sur le marché local par les employés directs de l'industrie et par l'industrie elle-même est aussi génératrice d'emplois. C'est ainsi qu'il peut y avoir une demande accrue de vendeurs dans les magasins, de mécaniciens dans les stations-service, de vendeurs de voitures, de personnel hôtelier; de plus, ce qui est plus important encore, les entreprises locales peuvent aborder la fabrication de pièces et d'équipement pour l'industrie du pétrole et du gaz, réduisant ainsi les importations. C'est ce que nous appelons le secteur de l'emploi indirect.

L'emploi indirect créé par l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz naturel n'a pas été précisé dans chacune des simulations décrites plus haut. Il a toutefois été évalué en termes d'années-hommes pour les cinq exemples suivants, comme l'indique le tableau 11.

TABLEAU 11.

Emplois directs et indirects créés dans les
simulations étudiées, en années-hommes

<i>Simulation</i>	<i>Emploi direct total en centaines d'années-hommes</i>	<i>Emploi indirect total en centaines d'années-hommes</i>	<i>Indirect/ direct, proportion- nellement %</i>
Petite exploitation - pétrole - Plateau continental - N.-É.	88	55	63.2
Petite exploitation - gaz - Saint-Laurent	200	124	61.9
Grande exploitation - pétrole - Grands Bancs	408	254	62.1
Grande exploitation - gaz - Grands Bancs	495	328	66.2
Exploration sans exploitation	59	37	63.1
MOYENNE	-	-	63.3

En général, on peut considérer que l'emploi indirect créé dans la région de l'Atlantique favorisera surtout les habitants de la région, par opposition à l'emploi direct qui favorise une main-d'oeuvre extérieure dans les cas où les ouvriers qualifiés nécessaires ne se trouvent pas sur place. La moyenne des cinq simulations étudiées indique que l'emploi indirect est réparti, au départ, selon un schéma presque identique à la répartition de l'emploi direct, et s'élève à plus de 60 p. 100 de l'emploi direct.

On est donc forcé de conclure que les entreprises locales doivent être encouragées à s'engager dans ce nouveau domaine d'activité, en pleine conscience du fait qu'à l'avenir leur principal débouché sera l'exportation, à moins que l'exploitation du pétrole et du gaz naturel au large des côtes de l'Atlantique ne devienne une entreprise concurrentielle sur le plan international. Par conséquent, une entreprise locale qui s'engage sur le nouveau marché local créé par l'exploitation des ressources sous-marines devra entrer sur les marchés internationaux pour survivre lorsque ses possibilités locales déclineront, dans la phase de production.

9. Possibilités industrielles dans la région de l'Atlantique

L'étude a clairement démontré que, dans les premières phases de cette exploitation des ressources de pétrole et de gaz, il n'est pas possible pour l'entreprise locale ou régionale de contribuer à l'exploitation. Cette situation s'améliore avec le temps, au fur et à mesure de la formation d'une main-d'oeuvre locale qualifiée et experte. Par conséquent, pour assurer à la région le plus grand essor possible, il est clair que la qualité de la main-d'oeuvre spécialisée dans la région et les possibilités des entreprises doivent être améliorées le plus rapidement possible. Les règlements d'application locale peuvent agir comme stimulant, mais les avantages que la région en retirera seront de courte durée si elle ne parvient pas, à la longue, à concurrencer les entreprises internationales sur tous les plans.

La participation industrielle de la région de l'Atlantique à l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz naturel sous-marins consiste à répondre aux demandes présentes et futures de l'industrie. Ce qui importe en premier lieu, c'est que la région soit en mesure de se charger de la phase de construction, ou du moins de tout ce qu'elle pourra en assumer. En pratique, cela peut se ramener à trois activités principales: la construction d'équipement et de plates-formes de forage, la construction de navires de ravitaillement et l'installation de pipe-lines. Les chantiers maritimes d'Halifax ont démontré qu'ils sont en mesure de construire l'équipement de forage, mais ils utilisent à cette fin de l'acier importé.

En général, il semble bien qu'une entreprise régionale capable de produire les aciers nécessaires à la construction de l'équipement et des plates-formes de forage et à la fabrication sur place des conduites et pipe-lines aurait de l'avenir. Cette production, jointe à l'utilisation du charbon extrait dans la région, apporterait une contribution importante à l'économie locale. La pénurie mondiale prévue pour les tuyaux d'acier de fort diamètre permet de supposer qu'une entreprise située dans la zone littorale jouirait d'une certaine facilité d'accès aux marchés mondiaux, tout en étant en mesure de satisfaire à la demande du marché local s'il se développe.

Au large des côtes de l'Atlantique la région est neuve et le climat hostile, et l'exploitation éventuelle des ressources devra faire appel à une technologie nouvelle adaptée à la situation. Sous ce rapport, la région de l'Atlantique peut s'apparenter à d'autres régions du globe, et par conséquent, une "technologie des régions termes" pourrait y être expérimentée. L'étude des problèmes posés par le forage de puits sous-marins et par l'extraction en eau profonde dans les mers froides et embarassées par les glaces revêtirait une importance particulière. D'autre part, la recherche sur l'environnement, en matière d'exploitations pétrolières, intéresse à la fois le présent et l'avenir. Que l'on trouve ou non du pétrole au large de la côte orientale de l'Amérique du Nord, il n'en reste pas moins que cette région continuera à recevoir des quantités sans cesse croissantes de pétrole brut de l'étranger. Pour ce qui est de l'environnement, il est donc évident qu'une somme importante de recherches se feront dans la région et qu'éventuellement des industries manufacturières s'y installeront.

Selon toutes les prévisions, le pétrole et le gaz naturel sous-marins seront chers. En ce qui concerne la production de la région, les perspectives dans le domaine de la pétrochimie sont plutôt limitées. Toutefois, il est possible que des usines pétrochimiques s'installent pour le traitement de stocks d'alimentation importés et peu coûteux.

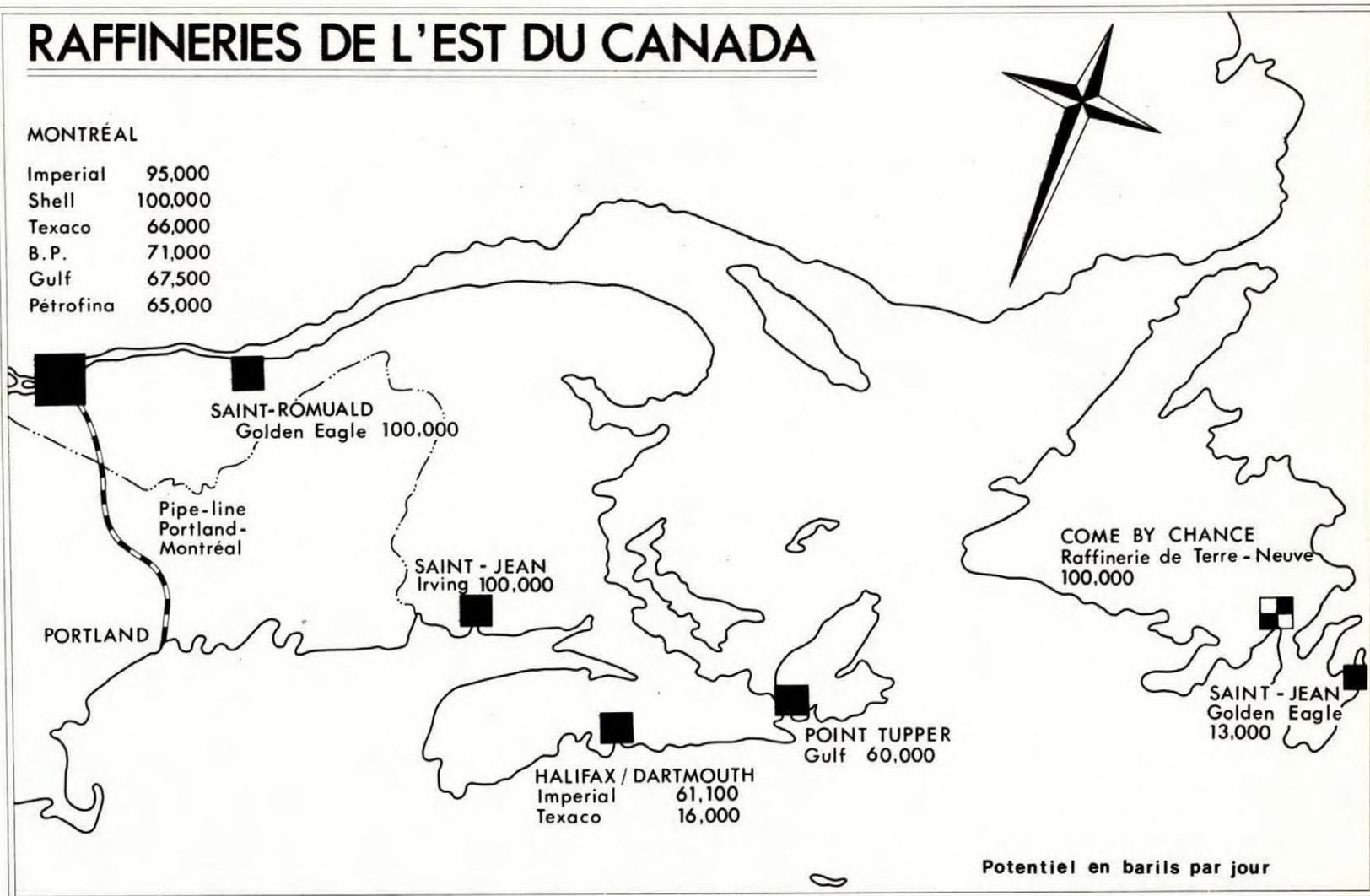
Les industries auxiliaires forment un élément important de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel à l'échelle mondiale. Des industries locales pourraient être établies pour fournir, par exemple, les boues de forage, les services de reconditionnement des puits et d'autres services auxiliaires mais, en général, le domaine du pétrole est très spécialisé et fortement concurrentiel. Par conséquent, la solution la plus avantageuse pour les industries de la région pourrait être l'association avec les sociétés existantes; elles profiteraient ainsi de l'expérience de ces sociétés en matière technique et en matière de commercialisation pour assurer davantage la prospérité de leurs établissements dans la région. L'assemblage de plates-formes de forage préfabriquées pourrait être une des fonctions de ces entreprises.

C'est par l'intégration aux activités d'exploitation industrielle du pétrole et du gaz sous-marins que les industries de base de la région pourront diversifier et amplifier leur production. De cette manière, la consommation régionale serait modifiée, ce qui réduirait le recours aux importations. Par ailleurs, cette situation stimulerait l'injection de capitaux d'investissement dans la région, en vue de l'établissement d'industries non reliées au pétrole et au gaz, et contribuerait à assurer à la région une indépendance et une prospérité accrues.

RAFFINERIES DE L'EST DU CANADA

MONTREAL

Imperial	95,000
Shell	100,000
Texaco	66,000
B.P.	71,000
Gulf	67,500
Pétrofina	65,000





CHAPITRE 3

MARCHÉS DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL

1. Introduction

Le chapitre 3 a pour objet d'exposer la situation relative à la demande et aux prix du pétrole et du gaz au Canada et aux États-Unis, d'indiquer pour les deux pays les marchés possibles pour le pétrole et le gaz naturel off-shore et d'évaluer les implications internationales d'une découverte de pétrole et de gaz sous-marins.

S'il se fait une exploitation soit de pétrole, soit de gaz au large des côtes, il faut d'abord remarquer que c'est la première fois que l'on verra sur les marchés canadiens du pétrole et du gaz provenant de l'est autant que de l'ouest du Canada. Le seuil de réserve ou l'importance des réserves négociables qui justifient l'exploitation est sensiblement plus élevé dans le cas du gaz que dans celui du pétrole brut, à cause des contraintes imposées par le transport par pipe-lines.

Les États de la Nouvelle-Angleterre offrent le débouché le plus logique pour le gaz naturel provenant des réserves sous-marines au large de la côte est: prix élevés, clientèle nombreuse, marchés établis où la demande s'accroît sans cesse, et, qui plus est, cette région est plus rapprochée et plus facile d'accès que la plus grande partie du marché canadien. Selon le volume des réserves assurées, il semble raisonnable d'envisager des exportations considérables vers les États-Unis, après avoir satisfait la demande de Montréal.

Il est certain que le pétrole ou le gaz sous-marin ne saurait être un produit économique. De par sa nature même, l'exploitation des ressources sous-marines a recours à une technologie coûteuse, dont les frais doivent être récupérés. Par conséquent, le pétrole et le gaz sous-marins subiront une forte concurrence de la part des producteurs qui sont déjà sur le marché.

2. Marchés et prix du pétrole

a) Situation d'ensemble

La ligne de démarcation est-ouest établie en fonction de la Politique nationale du pétrole (Ligne P.n.p.), établie en 1961, divise le Canada en deux marchés bien distincts. A l'est de la ligne P.n.p. le Québec, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve, de même que la vallée de l'Outaouais en Ontario, constituent un marché approvisionné en pétrole brut et en produits pétroliers d'importation.

Les données les plus récentes relatives aux principales sources d'importation de pétrole brut pour l'année 1969 sont indiquées dans le tableau suivant.

TABLEAU 12

Importations de pétrole brut au Canada en 1969

<i>Pays d'origine</i>	<i>Milliers de barils par jour</i>	<i>Pourcentage du total des importations</i>
Venezuela	345	66.2
Iran	44	8.4
Arabie saoudite	33	6.3
Fédération des États du golfe Persique	26	4.9
Nigeria	22	4.2
Koweït	12	2.3
Libye	11	2.1
Trinidad	7	1.3
Autres	21	4.0
Total des importations	521	100.0

La région à l'ouest de la ligne P.n.p., y compris environ 87 p. 100 du marché de l'Ontario, et toutes les provinces à l'ouest de l'Ontario sont approvisionnées en pétrole brut de l'Ouest canadien, plus une certaine quantité de produits d'importation.

b) Marché du pétrole brut à l'est de la ligne P.n.p.

De 1960 à 1965, la capacité de raffinage du pétrole à l'est de la ligne P.n.p. a augmenté à un taux moyen annuel de 2.9 p. 100, la production globale des raffineries s'est accrue de 3.5 p. 100 par année et la demande, de 7.7 p. 100 par année. Cette différence

entre les taux d'accroissement de la production et de la demande domestique de produits pétroliers a eu pour conséquence une augmentation des importations d'environ 15.6 p. 100 par année.

Entre les années 1965 et 1970, la demande s'est accrue à un taux moyen annuel de 7 p. 100 mais le potentiel des raffineries a augmenté de 9.1 p. 100 par année, et le débit global des raffineries, de 7.4 p. 100 pendant la même période. Par conséquent, le taux moyen d'accroissement des importations n'a été que de 5.3 p. 100 par année pour la période indiquée.

En 1973, le débit des raffineries atteindra environ 945,000 barils par jour, ce qui dépasse la demande domestique prévue qui n'est que de 865,000 barils par jour. Si l'on suppose un taux d'utilisation de 92 p. 100, le débit et la demande du marché intérieur seront à peu près en équilibre. Toutefois, 150,000 barils par jour environ de la production des raffineries seront affectés aux marchés d'exportation, et une quantité équivalente de pétrole d'importation sera introduite sur le marché intérieur.

En supposant que le potentiel des raffineries augmente au même rythme que la demande du marché intérieur, la demande totale de pétrole brut serait telle qu'indiquée ci-dessous, au tableau 13.

TABLEAU 13

Estimation de la demande de pétrole brut sur le marché à l'est de la ligne de démarcation de la P.n.p. pour les années 1970-1985

<i>Année</i>	<i>Demande de pétrole brut, en millions de barils par jour</i>
1970	726.9
1971	770.5
1972	816.7
1973	865.7
1974	917.6
1975	972.6
1976	1,026.1
1977	1,082.5
1978	1,142.0
1979	1,204.8
1980	1,271.1
1985	1,622.3

Hypothèses: Taux moyens annuels de croissance de la demande: 1970-1975, 6 p. 100; 1975-1980, 5.5 p. 100; 1980-1985, 5.5 p. 100.

Bien qu'il n'y ait aucun rapport direct entre la surface exploitée, la possibilité de découvertes de pétrole et la production éventuelle, l'influence possible sur le marché d'une compagnie d'exploitation des réserves sous-marines peut être démontrée par l'examen du potentiel de raffinage des compagnies et de leur surface d'exploitation off-shore (tableau 14).

TABLEAU 14

Potentiel de raffinage et surface d'exploitation sous-marine, pour l'est du Canada en 1971

Compagnies	Potentiel de raffinage en milliers de barils par jour			Surface totale en milliers d'acres		
	Québec	Atlantique	Total	Golfe du Saint-Laurent	Labrador	Total
Shell	100.0	-	100.0	47,369	-	47,369
Gulf	67.5	60.0	127.5	8,496	-	8,496
Texaco	66.0	16.0	82.0	9,238	-	9,238
Fina	65.0	-	65.0	-	-	-
B.P.	71.0	-	71.0	7,720	4,929	12,649
Golden Eagle	100.0	13.0	113.0	-	-	-
Imperial	95.1	61.1	156.2	23,720	10,792	34,512
Irving	-	100.0	100.0	-	-	-
Total	564.6	250.1	814.7	96,543	15,721	112,264
Total des permis accordés				224,690	56,587	281,277

e) Marché du pétrole brut à l'ouest de la ligne de démarcation de la P.n.p. en Ontario

Il est tenu pour acquis que, dans le cas d'une très importante découverte de pétrole au large de la côte est, le pétrole brut fourni par les compagnies de l'ouest du Canada sur une certaine partie du marché à l'ouest de la ligne P.n.p. serait remplacé par le pétrole brut de la côte est. La région la plus vulnérable serait alors celle des raffineries du groupe Oakville-Toronto, tandis que le groupe de Sarnia continuerait à utiliser le pétrole brut de l'Ouest.

Dans les années 1960-1965, le potentiel de l'Ontario pour ce qui est du raffinage, a augmenté à un taux annuel moyen de 4.3 p. 100. La demande s'est accrue de 5.4 p. 100, et, puisqu'il restait un

potentiel de raffinage non exploité, la production s'est élevée à 7.9 p. 100 par année. Entre 1965 et 1970, le potentiel de raffinage a continué de s'accroître à un taux moindre que celui de la production, 2.6 p. 100, par opposition à 4.2 p. 100, tandis que la demande croissait au taux plus lent de 4.3 p. 100 par année.

La demande globale actuelle en Ontario est remplie par les raffineries de l'Ontario, conformément à la Politique nationale du pétrole. Toutefois, une certaine quantité de pétrole de ce marché provient depuis toujours des raffineries situées hors de la province, soit des raffineries de Montréal, soit d'importations étrangères, de façon à répondre à la demande excédant le potentiel des raffineries de l'Ontario.

Dans une projection des marchés éventuels ouverts au pétrole brut de la côte est, on suppose que les produits importés dans la province représenteraient un taux à peu près équivalent au taux antérieur. Ainsi, les importations passeraient de 46.9 milliers de barils par jour en 1970, à 55 mille barils par jour en 1975, puis à 80 mille barils par jour en 1980 et à 105 mille barils par jour en 1985.

Si le groupe Toronto-Oakville était entièrement approvisionné en pétrole par la côte est, le marché du pétrole provenant des exploitations au large des côtes atteindrait 232.8 mille barils par jour en 1975, 281.1 mille barils par jour en 1980 et 344.0 mille barils par jour en 1985.

Une estimation de la demande totale de pétrole brut sur le marché ontarien à l'ouest de la ligne P.n.p. est indiquée au tableau 15.

TABLEAU 15

Demande totale de pétrole brut en Ontario,
à l'ouest de la ligne P.n.p., 1970-1985

<i>Année</i>	<i>Demande de pétrole brut, en milliers de barils par jour</i>
1970	417.9
1971	436.7
1972	456.3
1973	476.8
1974	498.2
1975	520.6
1976	542.9
1977	566.3
1978	590.7
1979	615.9
1980	642.3
1985	792.8

Hypothèses: Taux de croissance annuels pour 1970-1975: 4.5 p. 100;
de 1975 à 1985, 4.3 p. 100.

d) Marché du pétrole brut aux États-Unis

La partie septentrionale des États-Unis sera un marché tout désigné pour les produits d'une exploitation de quelque importance au large de la côte est: ce marché comprend tout le district I de la *U.S. Petroleum Administration (P.A.)*, à l'exception de la Floride, de la Géorgie, et de la Virginie, plus l'État d'Ohio dans le district II de la *U.S. P.A.*

Dans cette région, jusqu'à présent, sept raffineries traitent le pétrole brut de l'ouest du Canada, cinq dans l'Ohio et deux dans l'État de New York. Ces deux dernières, la compagnie *Ashland Oil* à Tonowanda et la *Mobil Oil* de Buffalo sont approvisionnées presque exclusivement par des fournisseurs canadiens. Les raffineries de l'Ohio ne sont pas aussi étroitement tributaires des fournisseurs canadiens, étant donné que les États-Unis n'ont levé que très récemment les restrictions sur les importations de pétrole canadien. On peut prévoir qu'une plus forte proportion de leurs approvisionnements proviendra de sources canadiennes mais il est difficile de savoir si le pétrole de la côte est supplantera celui de l'Ouest.

On prévoit que la demande des districts I et II de la *U.S. P.A.* augmentera dans les années 1972-1985, comme l'indique le tableau suivant.

TABLEAU 16

Demande de pétrole brut des districts I et II de
la *U.S. P.A.*, de 1970 à 1985

<i>Année</i>	<i>District I U.S. P.A.</i>	<i>District II</i>	<i>Total pour les districts I et II</i>
1970	1,253.0	450.0	1,703.0
1971	1,303.1	468.0	1,771.1
1972	1,355.2	486.7	1,841.9
1973	1,409.4	506.2	1,915.6
1974	1,465.8	526.5	1,992.3
1975	1,524.4	547.6	2,072.0
1976	1,577.7	566.8	2,144.5
1977	1,632.9	586.6	2,219.5
1978	1,690.0	607.1	2,297.1
1979	1,749.1	628.3	2,377.4
1980	1,810.3	650.3	2,460.6
1985	2,098.3	753.8	2,852.1

Hypothèses: Taux d'accroissement de la demande: 1970-1975, 4.0 p. 100;
1975-1980, 3.5 p. 100; 1980-1985, 3.0 p. 100.

Toutes les prévisions indiquent que les États-Unis dépendront de plus en plus, en matière de pétrole, des importations de l'étranger, particulièrement du Moyen-Orient. Ceux qui, aux États-Unis, établissent les politiques relatives à l'énergie, s'inquiètent tout particulièrement de la sécurité des sources d'approvisionnement et de la hausse des prix. Dans ces conditions, une source de pétrole sous-marin au large de la côte est du Canada serait extrêmement utile.

Le pétrole provenant d'un gisement au large de la côte est pourrait en outre être expédié par bateau, selon le mode de transport courant, et serait exploité par les grandes sociétés américaines pour l'approvisionnement de leurs propres raffineries, d'où stabilité du marché.

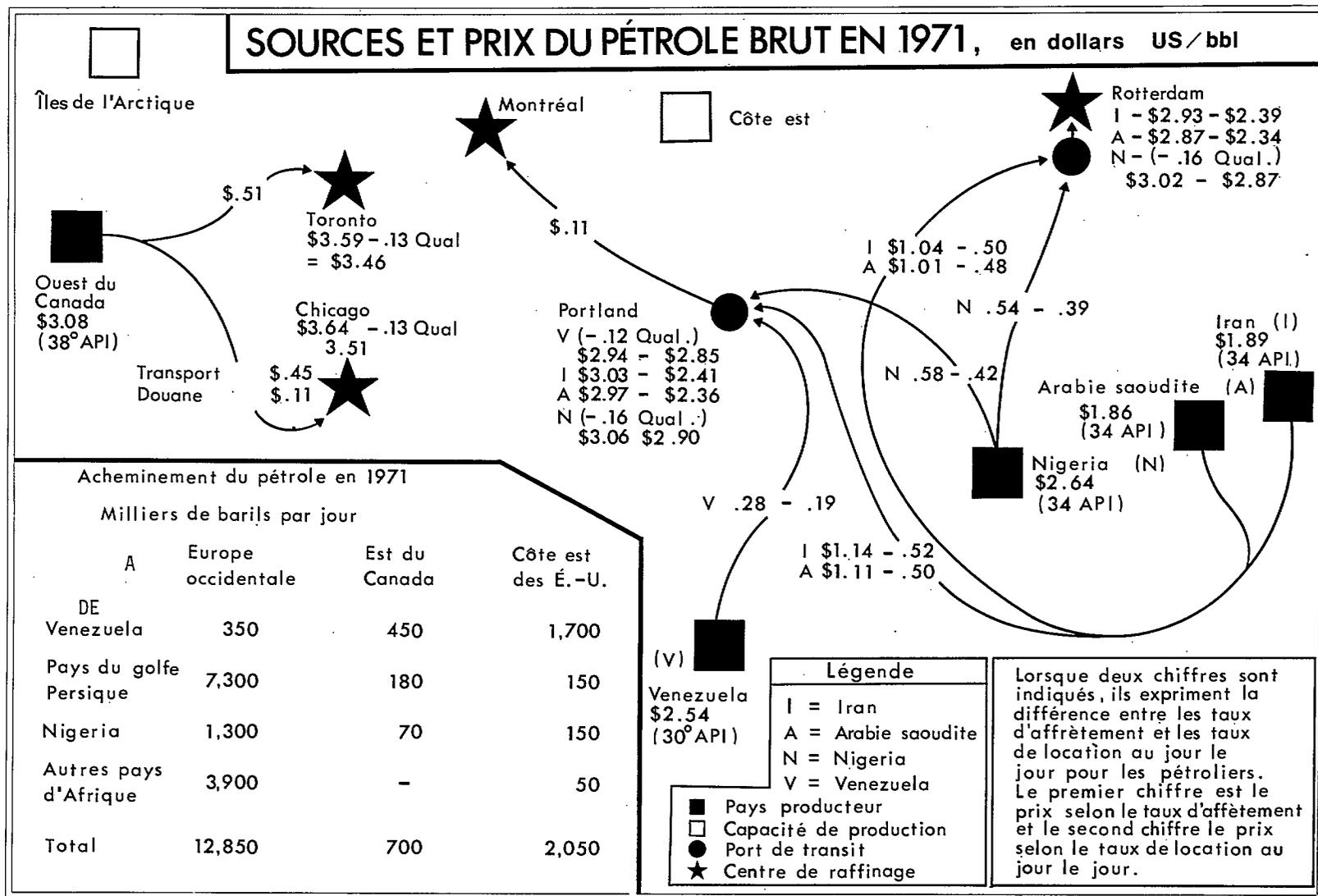
e) Prix du pétrole

L'exploitation des ressources en pétrole brut de la côte est aurait également une répercussion sur les prix des marchés internationaux. Si le prix du pétrole brut de la côte est était fixé d'après les prix courants en Amérique du Nord, Montréal pourrait être considérée comme la limite normale de l'extension. Par contre, si le prix du pétrole sous-marin était fixé d'après les prix du marché international, le pétrole brut pourrait être transporté jusqu'aux raffineries de Sarnia, ce qui aurait pour résultat de déplacer un volume considérable de la production canadienne de pétrole brut. Les répercussions, tant sur la production industrielle que sur la politique nationale du pétrole au Canada, apparaissent alors clairement.

La base des prix du pétrole brut serait fonction de l'importance des réserves découvertes et du taux de production. Une production d'un million de barils par jour suffirait à répondre à la demande de Montréal et de presque toutes les raffineries des provinces de l'Atlantique. Dans ce cas, il est probable que le prix du pétrole brut serait abaissé au niveau du prix du marché international. D'autre part, si la production n'atteint pas 100,000 barils par jour, seule une partie relativement peu importante de la demande de Montréal pourrait être satisfaite. Dans ce cas, il est fort probable que le prix du pétrole de la côte est serait fixé en fonction des prix courants en Amérique du Nord.

S'il est basé sur les prix courants, le prix du pétrole brut, livré à une raffinerie régionale, serait d'environ \$3 à \$3.50 par baril. Par conséquent, les raffineries régionales ne jouiraient pas d'avantages particuliers si elles utilisaient le pétrole des gisements sous-marins au large des côtes. La valeur réelle du pétrole sous-marin sera en outre fonction de ses propriétés physiques, notamment de sa densité et de sa teneur en soufre.

SOURCES ET PRIX DU PÉTROLE BRUT EN 1971, en dollars US/bbl



La situation des exploitations pétrolières au large de la côte est serait aussi favorable à des expéditions massives vers l'Europe, si l'importance des réserves et la capacité de production le permettent. L'importance du pétrole de la côte est sur les marchés européens serait fonction des prix et des possibilités d'approvisionnement, mais il est certain que la découverte d'une réserve importante de pétrole brut dans l'hémisphère occidental est un atout majeur dans les négociations avec les pays de l'OPEP.

f) Influence de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP).*

Les ententes conclues en 1971 à Téhéran et à Tripoli par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole et les compagnies pétrolières internationales feront monter les prix cotés du pétrole brut dans les années 1971-1975. Le prix du pétrole brut type du Moyen-Orient montera d'environ 11 cents par baril, par année, de \$2.18 en février 1971 à \$2.615 en 1975. On peut considérer que le taux annuel moyen de l'augmentation entre 1971 et 1975 représentera, lors des négociations de 1975, la demande minimale d'augmentation des prix pour les années suivantes. Toutefois, on peut prévoir que si le taux d'augmentation se maintient, le prix minimal du pétrole brut type du Moyen-Orient sera de \$3.22 en 1980.

A part la hausse graduelle des prix et des taxes, d'autres demandes seront adressées aux compagnies pétrolières par les pays de l'OPEP. En effet, l'OPEP s'efforce d'obtenir la participation des gouvernements des pays affiliés aux opérations des sociétés pétrolières étrangères qui exploitent des concessions sur leur territoire. Il est possible, mais peu probable, que cette demande n'obtienne pas de réponse positive. Le précédent a été créé par l'Algérie, qui a nationalisé les sociétés d'exploitation pétrolière autres que les sociétés françaises, et qui a obtenu 51 p. 100 des actions des entreprises françaises.

Il subsiste des divergences d'opinion parmi les pays de l'OPEP quant au degré minimal de participation que chacun devrait exiger, mais tous reconnaissent que la seule question qui reste à discuter est celle du degré de participation.

L'Iran envisage un contrôle complet des opérations dès 1979, avec vente du pétrole brut aux concessionnaires actuels par les compagnies d'État, au port d'exportation. Déjà le Venezuela a adopté des lois qui obligeront les compagnies à remettre à l'État, entre 1983 et 1985, toutes les exploitations, les installations, les concessions de pétrole et de gaz, en parfait état.

* Les pays de l'OPEP sont: l'Abu Dhabi, l'Iran, le Koweït, le Qatar, l'Arabie saoudite, la Libye, l'Iraq, l'Algérie, le Nigeria, le Venezuela et l'Indonésie.

En fait, le rôle des compagnies pétrolières internationales est déjà en voie d'évolution. En 1985, la plus grande partie de la production des pays de l'OPEP sera contrôlée dans chaque pays par le gouvernement national. Ces pays possèdent déjà les techniciens nécessaires à l'exploitation de leurs ressources pétrolières, du moins en ce qui concerne les puits souterrains ou les puits en eau peu profonde, ou ils peuvent embaucher dans d'autres pays les spécialistes dont ils ont besoin.

g) Venezuela: prix et politique

Les deux tiers environ du pétrole brut importé dans l'est du Canada proviennent du Venezuela. D'autre part, un pourcentage équivalent de la production pétrolière du Venezuela est expédié dans les ports de la côte atlantique d'Amérique du Nord.

Il est à prévoir que le pétrole sous-marin de la côte est du Canada devra concurrencer le pétrole expédié par le Venezuela. Ce dernier a déjà des positions bien établies sur le marché des États-Unis, et pour des raisons politiques, cela risque de créer des obstacles à l'entrée du pétrole canadien sur ce marché. Actuellement, le prix du pétrole brut du Venezuela, livré à Portland, se situe entre \$2.55 et \$2.95, pour 35° A.P.I.

L'attitude des États-Unis à l'égard du pétrole du Venezuela est influencée par leur souci d'assurer la sécurité des sources d'approvisionnement, mais il se produira inévitablement une évolution, à cause de l'attitude nationaliste du Venezuela à l'égard des États-Unis en général et des compagnies de pétrole en particulier. Sous ce rapport, la position du Venezuela n'est pas unique, ni en Amérique latine ni parmi les autres pays exportateurs de pétrole. Le genre de relations qui existe actuellement entre les États-Unis et le Venezuela ne durera probablement pas et il n'y a aucune raison de croire que, s'il s'établissait entre ces deux pays des relations purement commerciales, celles-ci seraient affectées par l'augmentation des sources d'approvisionnement en pétrole brut au Canada.

h) Autres incidences nationales et internationales

Les compagnies pétrolières prospectant du pétrole sur le plateau continental de l'est du Canada travaillent, et travailleront, dans une conjoncture d'augmentation des prix dans les principaux pays exportateurs de pétrole du monde, et d'une diminution des contrôles sur la production. Ce sont les données positives de l'équation. Les aspects négatifs sont constitués par l'importance des capitaux nécessaires à l'exploitation dans la zone de la côte est, en particulier par les dépenses résultant de l'obligation d'innover techniquement pour s'adapter aux conditions particulières de la région. Le rapport relatif des facteurs favorables et défavorables déterminera en grande partie l'importance de la zone d'exploitation pétrolière à l'est du Canada et le calendrier de cette exploitation ainsi que ses répercussions sur les économies des provinces de l'Atlantique.

La tendance des pays membres de l'OPEP d'augmenter le contrôle national ne nie pas tout rôle aux compagnies pétrolières internationales, car c'est à elles qu'incombe la responsabilité de mettre au point des techniques de plus en plus perfectionnées pour les utiliser dans des parties de plus en plus difficilement accessibles du monde.

Les conséquences, pour la région du plateau continental atlantique, sont de deux ordres. Les principales compagnies pétrolières internationales comptent sur la production d'un grand nombre de pays. Ce nombre diminue et, en conséquence, les profits s'amenuisent. Les compagnies sont donc obligées de se tourner vers de nouvelles zones de production éventuelles, telles que le plateau continental atlantique. Aussi, la stabilité politique du Canada constitue sans aucun doute un avantage de premier ordre auquel il convient d'ajouter la proximité relative des principaux centres de consommation.

Les compagnies pétrolières internationales organisent leur prospection à l'échelle mondiale très longtemps à l'avance, car dix ou quinze ans sont nécessaires pour que l'ensemble d'une nouvelle sphère d'activité pétrolière atteigne la phase de production. Les efforts les plus importants seront donc consentis au bénéfice des régions ayant fourni les meilleurs indices. Dans cette perspective, on ne peut pas dire, en fonction des résultats obtenus à ce jour, que l'est du Canada bénéficie d'une priorité élevée. Sur le plan international, l'exploitation du pétrole off-shore de l'Atlantique n'est encore qu'une précaution, pas une nécessité.

Un des aspects importants de tout programme de prospection pétrolière au large des côtes est son caractère largement international. Les compagnies pétrolières participent à un jeu mobile à l'échelle internationale où les installations de forage et de prospection se déplacent librement d'une région à une autre. Les travaux engagés dans la région de la côte orientale se font en concurrence avec des programmes de prospection ailleurs, en Australie, dans la mer du Nord ou la mer de Chine par exemple.

Lorsqu'une compagnie pétrolière entreprend un programme d'exploration, elle cherche à obtenir le matériel nécessaire de la manière la plus économique possible. Il est très rare que ce matériel vienne de régions très proches de la zone de prospection. La principale exception est celle du golfe du Mexique, où une industrie pétrolière solidement établie existait depuis plusieurs dizaines d'années avant que l'exploration n'atteigne la plate-forme continentale. En général les effets sur le rivage voisin, au début d'un programme d'exploration au large des côtes, sont peu importants.

Si l'on fait une découverte de valeur commerciale dans la région de la côte est, cela peut avoir des répercussions internationales importantes. L'importation du pétrole brut en Amérique du Nord se

fait par les ports de l'Atlantique alors que les sources nationales de pétrole brut les plus importantes sont actuellement dans l'Ouest et le Sud-Ouest. Une nouvelle source d'approvisionnement off-shore dans l'est du Canada viendrait contrebalancer le système actuel d'approvisionnement en Amérique du Nord.

Une des principales objections soulevées récemment aux États-Unis au cours des négociations commerciales Canada/États-Unis concernait les importations croissantes de pétrole brut du Canada aux États-Unis et la précarité alléguée des approvisionnements canadiens en pétrole brut, en raison des quantités importantes de pétrole brut importées dans l'est du Canada par suite de la politique nationale actuelle en matière de pétrole. Une source importante de pétrole brut sur le plateau continental viendrait sans doute se substituer à ce pétrole importé et obligerait les responsables de la politique énergétique des États-Unis à réviser leur attitude en ce qui concerne la sécurité des approvisionnements canadiens.

La vente de pétrole provenant d'une découverte sur le plateau continental atlantique ne paraît pas présenter de difficultés, compte tenu de l'important déficit énergétique de l'Amérique du Nord prévu pour les années actuelles et futures. Dans le cas d'une découverte d'importance limitée, le pétrole brut serait probablement traité dans les raffineries de la région de l'Atlantique. Le surplus alimenterait l'oléoduc Portland-Montréal pour être traité par les raffineries de Montréal. Dans le cas de raffineries locales disposant d'installations pour des pétroliers à grand tirant d'eau, il y aurait peu d'avantage à utiliser le pétrole du plateau continental en raison de la profondeur du port. Les marchés pétroliers de l'est du Canada une fois servis, toute production supplémentaire trouverait un marché ouvert dans les régions côtières de l'est des États-Unis.

Si de telles découvertes ont lieu, on peut s'attendre à différentes attitudes de la part des diverses compagnies. Si une compagnie qui raffine son pétrole à Montréal découvre un nouveau gisement, elle pourrait, logiquement, en transporter une partie, ou la totalité à Montréal. Si un raffineur de la région atlantique découvre du pétrole il utilisera vraisemblablement les moyens de production locaux. Par ailleurs, si le raffineur dispose d'installations dans un port en eau profonde, il pourrait être moins intéressé. Enfin, si la compagnie qui découvre le pétrole n'a pas de raffineries au Canada, une gamme étendue de possibilités s'ouvre à elle, y compris les marchés de la côte orientale des États-Unis. L'importance de la découverte et les quantités produites quotidiennement auront également une influence sur l'extension géographique du marché du pétrole provenant du plateau continental et sur son prix de base.

3. Marchés et prix du gaz naturel

a) Marchés

Une des principales décisions à prendre pour l'utilisation du gaz naturel du plateau continental consiste à déterminer un seuil minimal de réserve. Les coûts de production, la distance de la côte, la profondeur de l'eau et la qualité du produit auront une incidence sur le prix de revient du gaz rendu sur la côte. Pour être rentable, un gazoduc terrestre doit avoir un débit suffisant pour amortir les capitaux investis qui, d'après les estimations, dépassent dans ce cas \$400 millions. Les éléments complémentaires comme le gazoduc sur le plateau continental et l'usine de traitement à terre coûtent, toujours selon les estimations, \$150 autres millions.

Le débit d'un tel système alimenterait environ la moitié de la consommation canadienne actuelle de gaz naturel. Logiquement, le marché initial serait celui de Montréal qui, à l'heure actuelle, n'est pas un marché de gaz important à cause de la forte situation concurrentielle du mazout, en raison du bas prix des importations.

Le gaz du plateau continental devrait donc aller au-delà de Montréal vers l'Ontario, supplantant le gaz de l'ouest du Canada. Cette substitution ne devrait pas poser de problèmes importants, puisque les approvisionnements en gaz de l'Ouest canadien seraient disponibles pour les marchés des États-Unis.

Le développement de marchés pour le gaz naturel dans la région atlantique est moins certain parce que cette région n'a que peu de zones urbaines importantes et que ces zones sont relativement petites. L'attrait de la région atlantique en termes de marché du gaz naturel à usage domestique n'est donc pas très important. On peut en dire autant de la demande commerciale. Il reste la possibilité d'une demande pour quelques grandes industries qui viendraient s'ajouter au réseau.

Il est certain que le gaz naturel du plateau continental ne sera pas utilisé spécialement pour les marchés locaux (tableau 17).

TABLEAU 17

Marchés de l'est du Canada en 1975 pour le
gaz naturel du plateau continental

<i>Région</i>	<i>Quantités annuelles (milliards de pi. cu.)</i>
<u>Québec</u>	
Ville de Québec	11
Cantons de l'Est	11
Montréal	80
	<hr/>
Total partiel du Québec	120
Ontario*	236
Total	338

* Suppose un déplacement de certains marchés actuellement approvisionnés à partir de l'ouest du Canada.

Une région intéressante pour les producteurs canadiens éventuels de gaz naturel du plateau continental comprend les États de la Nouvelle-Angleterre et de New York. Si la production est suffisante, on peut prévoir la construction d'une ramification du gazoduc vers les États de la Nouvelle-Angleterre où il y a une énorme demande de gaz naturel.

La prévision suivante est davantage une estimation de ce que les consommateurs du nord-est des États-Unis demanderaient aux fournisseurs de gaz naturel, qu'une prévision de la quantité de gaz naturel qui serait consommé. Ceci suppose que le gaz naturel leur soit accessible à un coût analogue à ceux qui sont couramment payés pour les carburants concurrents.

TABLEAU 18

Demande de gaz naturel des États de la Nouvelle-Angleterre
et de New York en 1975

<i>États</i>	<i>Quantités annuelles (milliards de pi. cu.)</i>
Nouvelle-Angleterre	346
New York	988
	<hr/>
Total	1,344

Source: Besoins futurs de gaz naturel des États-Unis.

b) Seuils

L'Office national de l'énergie a décidé que les réserves nécessaires pour les marchés intérieurs seraient calculées en adoptant 25 fois la valeur du volume de production prévu pour la cinquième année. En prenant la prévision des marchés de gaz naturel du plateau continental de l'est du Canada pour 1975 qui est de 338 milliards de pieds cubes, et un coefficient d'approvisionnement de 90 p. 100, les réserves nécessaires pour l'exploitation s'établissent à: - 338 milliards de pi. cu. x 0.9 x 25 = 7.6 billions de pi. cu.

Si de plus on prévoit un volume arbitraire de 225 milliards de pieds cubes exportés vers les États-Unis en 1975 avec le même coefficient d'approvisionnement de 90 p. 100, pendant 20 ans, les réserves nécessaires pour l'exportation sont de: - 225 milliards de pi. cu. x 0.9 x 20 = 4.1 billions de pi. cu.

Ce qui fait au total 11.7 billions de pi. cu. de réserve pour qu'un gisement de gaz naturel soit exploitable dans la région du plateau continental. En dépit du nombre d'hypothèses avancées pour calculer les réserves nécessaires, les données principales demeurent valables, notamment:

- i) le gaz naturel doit occuper tous les marchés du Québec et gagner certains marchés en Ontario;
- ii) il n'y aura pas de ventes importantes de gaz naturel dans la région atlantique au cours de la période initiale de commercialisation;
- iii) il sera nécessaire d'envisager des exportations très importantes vers les États-Unis.

a) Répercussions sur les prix et sur la production

On ne peut envisager la production d'énergie bon marché dans le cas du gaz naturel. Les perspectives, en ce qui concerne les prix du gaz naturel en Amérique du Nord, laissent prévoir des augmentations importantes au cours des prochaines années. Au moment où le gaz naturel du plateau continental pourrait atteindre Montréal, en supposant une découverte prochaine, la valeur du gaz sur ce marché pourrait être de 75 cents pour chaque million de pi. cu. Donc, en supposant un prix de 75 cents pour chaque million de pi. cu. et des frais de transport par gazoduc, entre le point d'arrivée sur la côte et Montréal, de 15 cents pour chaque million de pi. cu., la valeur marchande du gaz naturel dans la région de l'Atlantique s'établirait autour de 60 cents pour chaque million de pi. cu. Cela montre clairement que la région de l'Atlantique ne peut s'attendre à une poussée économique importante fondée sur le bas prix de l'énergie sous forme de pétrole ou de gaz.

Les répercussions internationales en ce qui concerne le gaz naturel sont moins évidentes que pour le pétrole. L'est des États-Unis dépend de plus en plus d'autres sources d'approvisionnement pour ce qui est du gaz, comme le gaz naturel liquéfié (GNL) et le gaz de synthèse. Une source nouvelle et importante de gaz naturel, comme celle qui pourrait être découverte sur le plateau continental, pourrait réduire considérablement la future dépendance de la côte est des États-Unis à l'égard du GNL importé d'Afrique du Nord.

Un autre facteur fondamental pour le gaz naturel tient à ce qu'aucune production en provenance du plateau continental de la côte est ne peut être envisagée sans un volume important d'exportation vers les États-Unis. Le commerce international du gaz naturel est une condition préalable, essentielle à la production, tandis que des quantités relativement faibles de pétrole pourraient être produites sans répercussions internationales importantes.

CHAPITRE 4

CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES DU PLATEAU CONTINENTAL CANADIEN

1. Introduction

Ce chapitre décrit le déroulement de l'expérience canadienne dans les terrains du plateau continental qui recèlent du pétrole et du gaz naturel. Il définit la technique de mise en exploitation d'un champ pétrolifère en se basant particulièrement sur l'expérience canadienne et traite par conséquent des problèmes de transport posés par l'écoulement du pétrole sur les marchés. Il étudie également certains facteurs écologiques en fonction de la croissance d'une industrie du pétrole et du gaz naturel.

Le domaine de l'exploitation off-shore est relativement nouveau pour l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Il s'est ouvert dans le golfe du Mexique, à l'origine, au large des côtes de la Louisiane. L'histoire des unités mobiles de forage a débuté en 1949, au moment où la première qui pouvait forer sous 20 pieds d'eau a été mise en service. Actuellement, il en existe plus de 200, dont certaines sont capables de forer des puits d'exploration sous 1,300 pieds d'eau. A mesure que l'industrie de l'exploitation off-shore s'est déplacée d'une région à une autre, la technique a été obligée de s'adapter à des milieux de plus en plus hostiles.

Tandis que la technologie faisait des progrès en ce qui concerne les méthodes de prospection géophysique et d'exploration, la production et le transport des hydrocarbures off-shore ont également dû s'adapter à des conditions changeantes. Cela s'est traduit par des progrès continus dans le domaine des plates-formes de production, des pipe-lines sous-marins, des pontons de travail, des bateaux de service, et autres matériels du même genre. Le facteur le plus stimulant a peut-être été le passage de l'exploration d'eaux relativement protégées comme celles du golfe du Mexique à celles de régions moins accueillantes comme la mer du Nord et le plateau continental atlantique du Canada.

L'importance de l'industrie mondiale du pétrole et du gaz naturel off-shore peut être évaluée en ordre de grandeur par le niveau moyen des dépenses, qui sont estimées à plus de \$2 milliards par an. Ces dépenses concernent des activités et des travaux au large de quatre-vingts pays environ.

On s'attend à ce que les travaux off-shore continuent à se développer rapidement, au cours de la décennie 1970, puisque les compagnies de pétrole et de gaz naturel se tournent de plus en plus vers les régions des plateaux continentaux pour accroître leurs réserves.

On a tendance à comparer cette zone d'exploration du plateau continental de la côte orientale avec celle du plateau continental de la Louisiane dans le golfe du Mexique. Les deux régions étant situées en Amérique du Nord, on serait tenté de croire que leurs répercussions économiques seraient comparables. Cependant, la zone de la côte orientale atlantique est assez différente de celle du golfe du Mexique. La principale différence vient du fait que dans le golfe du Mexique, les travaux off-shore sont de simples prolongements géographiques de l'industrie du pétrole et du gaz naturel sur le continent. Au cours des années, ces zones d'exploitation à terre ont donné naissance à un secteur de service local important, qui bien souvent n'a eu qu'à s'adapter aux exigences du travail off-shore. D'autres activités, celles concernant les navires de ravitaillement, les opérations hélicoptères, etc., par exemple, ont évolué avec le développement du travail off-shore.

Dans la région de l'Atlantique, par contre, il n'existe pas d'industrie notable de production de pétrole ou de gaz naturel sur le continent; les activités sur le plateau continental viennent donc s'appuyer sur une infrastructure économique à terre complètement différente. Une bien meilleure comparaison pourrait être établie avec la zone de la mer du Nord, non seulement en raison de l'absence d'infrastructure pétrolière à terre, mais également au point de vue climatique et météorologique. Même dans ce cas, la comparaison n'est pas toujours significative. Par exemple, les icebergs qui se déplacent dans la région des Grands Bancs, l'une des principales zones d'exploration, pèsent en moyenne 100,000 tonnes et mesurent souvent de 300 à 500 pieds. Ce genre de risque pose des problèmes aux ingénieurs qui font des plans des tours de forage et des plates-formes de production.

2. Historique

Le Canada a commencé à s'intéresser à la géologie et à la stratigraphie du plateau continental de l'Atlantique vers le milieu des années 1950. En 1962 a été créé l'Institut océanographique Bedford à Dartmouth qui a inauguré une nouvelle phase d'engagement croissant du gouvernement fédéral dans les recherches sur l'exploitation off-shore. Depuis 1963, les universités de la région de l'Atlantique se sont jointes au mouvement en exécutant des programmes d'études géologiques du plateau continental.

En 1959, l'industrie du pétrole commença à s'intéresser à la région, lorsque *Mobil Oil* entreprit une étude aéromagnétique de la région de l'île de Sable et prit ultérieurement des permis d'exploration, provinciaux et fédéraux, pour 1,1 million d'acres.

Fin 1963, *Shell Canada* se fit attribuer 20 millions d'acres par permis fédéraux, pour une grande partie du plateau continental de la Nouvelle-Écosse. Vers le début de 1965 le reste du plateau continental de la Nouvelle-Écosse et la plus grande partie des Grands Bancs et du Banc Georges étaient concédés par des permis accordés pour la plupart aux principales compagnies pétrolières internationales.

Les demandes pour les zones de bordure ont continué et sont encore très actives de telle sorte que les permis fédéraux couvrent maintenant presque tout le plateau continental, du rivage jusqu'à 425 milles au large (région du Flemish Cap) et s'étendent bien au-delà du talus continental jusqu'à des profondeurs de plus de 4,000 mètres. L'ensemble de la zone pour laquelle des permis ont été accordés dépasse maintenant 200 millions d'acres et intéresse environ soixante-dix compagnies.

Des sondages ont été entrepris en 1965 sur les Grands Bancs et sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, et plusieurs trous de sonde ont atteint jusqu'à 1,500 pieds au-dessous du fond de la mer. Des forages d'exploration ont commencé en 1966 sur les Grands Bancs, au moment où deux puits relativement peu profonds ont été forés par *Amoco Canada Petroleum* et *Imperial Oil Enterprises Ltd.* En 1967, *Mobil Oil Canada Ltd.* a foré sur l'île de Sable un puits qui a atteint une profondeur de 15,106 pieds.

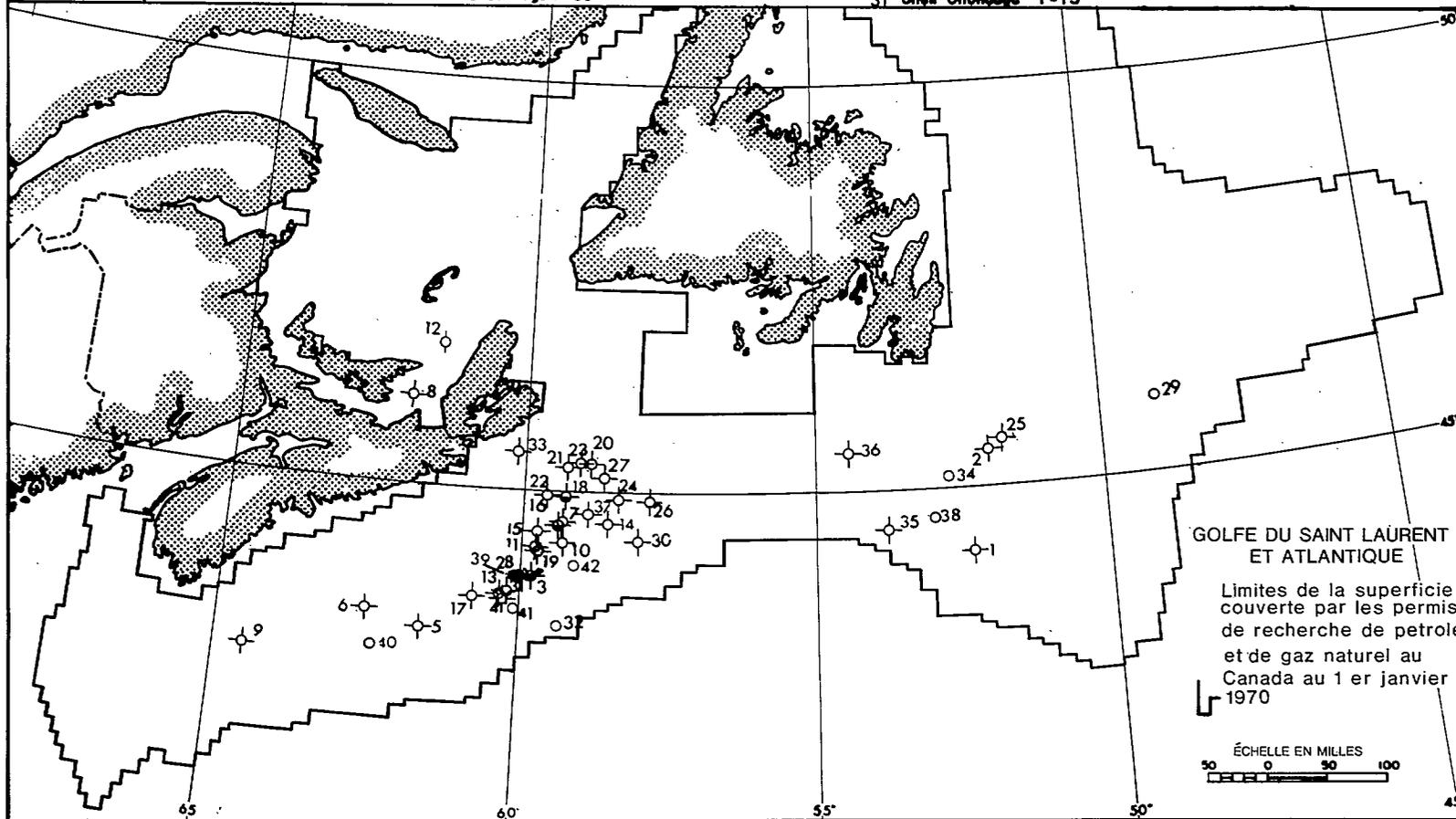
La phase actuelle d'activité croissante et soutenue dans le forage d'exploration a commencé en septembre 1969 lorsque Shell a passé un contrat avec le bateau de forage semi-submersible Sedneth 1, pour effectuer des forages sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse. Sedco H, un semi-submersible encore plus grand, s'est joint à ce chantier de forage en mai 1970. Les deux engins de forage ont travaillé presque en permanence sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse depuis le commencement de ces programmes, et ont foré 23 puits à ce jour. Sedco H a été prêté à Mobil en 1971 pour forer deux puits sur le Banc Banquereau, tandis que Sedneth 1 était sous-loué à *Elf Oil Exploration* pour un essai d'exploration sur le Banc Green.

Un troisième grand semi-submersible, le Sedco 1, navire jumeau du "H", a été mis par contrat à la disposition de Amoco et Imperial depuis l'hiver 1970, pour utilisation sur les Grands Bancs. Mobil a foré un second puits sur la terre ferme à l'île de Sable, onze milles à l'ouest du premier sondage de 1967. En octobre 1971, on a annoncé que ce puits constituait une découverte importante de pétrole et de gaz à condensat, avec des hydrocarbures remontant à la surface, en provenance de 17 zones étagées entre 4,400 et 7,900 pieds, au cours des essais de production. C'est la première découverte au large des côtes du Canada, et la première dans la province géologique où s'étend la plaine côtière de l'Atlantique.

Le premier essai de Shell sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, à 20 milles au sud-ouest de l'île de Sable a été en fait une découverte marginale de gaz sec, à environ 9,000 pieds de profondeur. Les prospecteurs ont annoncé que des indices d'hydrocarbures ont été découverts dans plusieurs autres puits sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse.

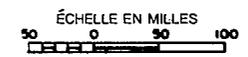
PERMIS D' EXPLORATION DU PETROLE ET DU GAZ NATUREL

1 Pan Am IOE Tors Cove, D-52	11 Shell Abenaki L-57	21 Shell Fox I-22	32 Shell Triumph P-50
2 Pan Am IOE Grand Falls H-09	12 HB Fina East Point E-49	22 Shell Erie D-26	33 Shell Eurydice P-36
3 Mobil Sable Island C-67	13 Shell Onondaga O-95	23 Shell Crow F-52	34 Amoco Gannet O-54
4 Shell Onondaga E-84	14 Shell Huron P-96	24 Mobil-Tetco Esperanto K-78	35 Amoco Puffin B-90
5 Shell Oneida O-25	15 Shell Iroquois J-17	25 Amoco-IOE A-1 Eider M-75	36 Elf Hermine E-94
6 Shell Naskapi N-30	16 Shell Mic Mac H-86	26 Mobil-Tetco Dauntless D-35	37 Shell Chippawa F-67
7 Shell Mic Mac J-77	17 Shell Cree E-35	27 Shell Souk A-57	38 Amoco Petrel A-62
8 HB Fina Northumberland Strait F-25	18 Shell Wyandot E-53	28 Mobil-Tetco Sable Island E-48	39 Mobil Sable Island O-47
9 Shell Mohawk B-93	19 Shell Abenaki J-56	29 Amoco-IOE A-1 Murie G-67	40 Shell Mohican I-100
10 Shell Mississauga H-54	20 Shell Argo F-38	30 Shell Chippawa L-75	41 Shell Marmora C-34
		31 Shell Onondaga F-75	42 Shell Primrose N-50



GOLFE DU SAINT LAURENT
ET ATLANTIQUE

Limites de la superficie
couverte par les permis
de recherche de petrole
et de gaz naturel au
Canada au 1^{er} janvier
1970



MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DES
MINES ET DES RESSOURCES

DIRECTION DES RESSOURCES
GESTION ET CONSERVATION

Sur les Grands Bancs, un indice de gaz naturel a été signalé tandis qu'Amoco faisait état de traces de pétrole dans le second puits de son programme actuel de forage.

A ce jour, 31 puits seulement ont été forés dans une zone de recherche de 190,000 milles carrés. Ceci représente une région aussi vaste que les trois quarts de la province de l'Alberta. Sur ce nombre, 27 ont été forés dans le plateau continental de la Nouvelle-Écosse.

Le total des dépenses à ce jour (fin 1971) est évalué à \$200 millions et les dépenses courantes s'élèvent annuellement à \$75 millions environ. En comparaison, on estime à \$500 millions les sommes dépensées avant la première découverte d'importance commerciale en mer du Nord. Dans cette région on estime qu'il faut investir \$2,000 pour découvrir et exploiter une production d'un baril par jour. Dans le cas d'une découverte de valeur commerciale, on peut prévoir une augmentation importante de ces dépenses. Le principal goulet d'étranglement serait sans doute constitué par le manque d'installations de forage utilisables dans cette région. Encore à titre de comparaison, en mer du Nord, après huit ans et plusieurs milliards de barils de réserves déjà inventoriés, il n'y a que dix-sept installations de forage en exploitation.

3. Géologie générale

Les évaluations basées sur le volume des terrains sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures dans la plaine côtière submergée de l'Atlantique sous le plateau continental de la Nouvelle-Écosse et des Grands Bancs sont de l'ordre de 16.5 milliards de barils de pétrole et 100 billions de pieds cubes de gaz naturel, avec un supplément de 100 milliards de barils de pétrole et de 60 billions de pieds cubes de gaz sous l'articulation, mais non exploitables par les méthodes actuelles.

La stratigraphie et la structure du plateau continental de la Nouvelle-Écosse et des Grands Bancs, y compris les pièges structuraux, les roches magasins et les couches-mères, présentent une analogie remarquable avec ceux de la région hautement productive de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis, ce qui laisse penser que cette région pourrait avoir un potentiel d'hydrocarbures analogue. Reste à savoir pourquoi on n'a pas enregistré à ce jour de meilleures découvertes d'hydrocarbures, car une découverte de valeur industrielle sur 31 essais est loin d'égaliser les résultats obtenus dans de nombreux bassins productifs sous-marins explorés à ce jour.

En dépit de leur faible densité, les forages ont confirmé la présence des éléments qui paraissent essentiels pour un gisement d'hydrocarbures important, c'est-à-dire des sédiments marins épais, de bonnes roches magasins et de bonnes couches-mères, et un grand nombre de pièges structuraux sous le plateau continental, avec, à l'île de Sable, la présence d'hydrocarbures assez abondants. L'histoire de l'exploration dans certains autres bassins pétroliers des plates-formes continentales dans le

monde (p. ex. en mer du Nord) montre que la première découverte importante peut se faire attendre de manière décourageante, et qu'elle peut exiger des douzaines d'essais préalables infructueux avant que ne soit trouvée la preuve d'une accumulation de pétrole en un lieu particulier.

4. Travaux imposés

Lorsqu'elles prennent des permis de recherche, les compagnies sont obligées de faire un nombre minimal de travaux d'exploration chaque année pour que leur permis reste valable. Ces obligations varient de \$2.65 à \$2.70 par acre pour les douze années de validité du permis. Il est donc possible de prévoir le minimum des dépenses totales d'exploration au cours des années suivantes. En juillet 1971, le minimum des travaux imposés pour 1972 sur le plateau continental de la côte orientale s'élevait à \$46 millions, en supposant qu'aucun des détenteurs de permis ne renonce à ses droits. D'ici à 1975, le total minimal des travaux obligatoires devrait atteindre \$87 millions (tableau 19). Par la suite, on observera sans doute une diminution de ces minima à moins que l'on ne découvre des réserves de pétrole ou de gaz de valeur commerciale.

5. Études initiales

Aux toutes premières phases de l'exploration, diverses études géologiques et géophysiques doivent être effectuées pour déterminer les caractéristiques fondamentales de la région. Cela exige en général l'emploi d'équipes spécialisées qui mènent des études sismiques, gravimétriques et magnétiques. Un bateau de prospection géophysique spécialisé peut demeurer pendant des semaines dans la région de travail et disposer d'installations permettant la mise en oeuvre et l'utilisation d'appareils électroniques complexes. Il peut loger jusqu'à 30 travailleurs scientifiques. La tendance à mener de front plusieurs opérations à partir d'un seul navire, et l'exploration de régions où le travail est plus difficile conduisent à accroître la taille des navires d'études sismiques. C'est en fonction des résultats de ces études initiales que l'on décide du travail à effectuer ultérieurement dans la région couverte par le permis d'une compagnie. Ces études peuvent montrer qu'il n'y a pas lieu de poursuivre le travail ou révéler les zones les plus intéressantes pour un plan de forage.

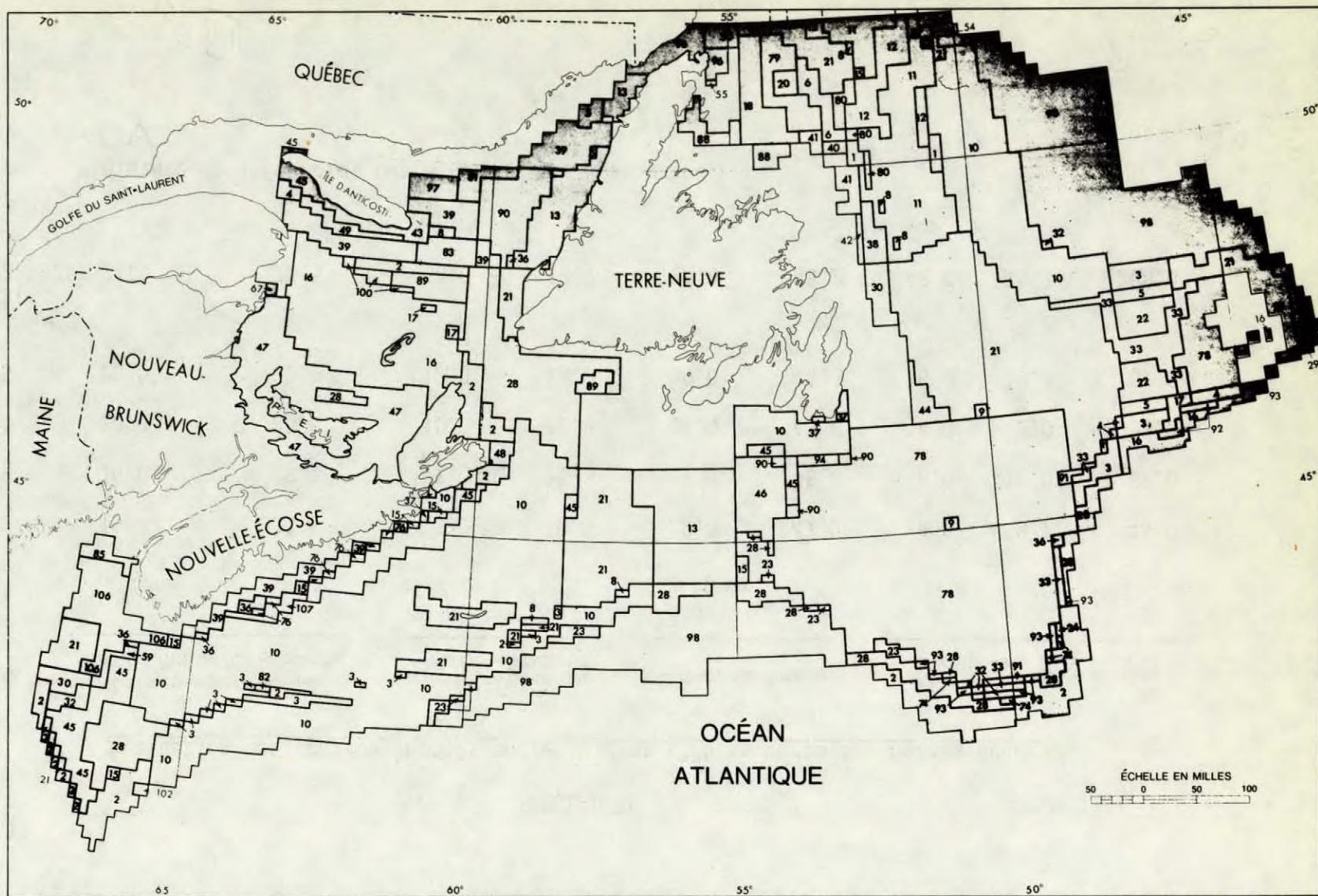
Il faut tout particulièrement insister sur le fait que de telles études ne révèlent pas nécessairement les régions qui ont le plus grand potentiel de pétrole ou de gaz naturel; elles indiquent plutôt les zones qui présentent le plus d'intérêt en fonction des connaissances acquises. En fait, en dépit de quelques analogies, la plupart des gisements de pétrole ou de gaz naturel ont un ensemble de caractéristiques géologiques particulières dont on ne peut connaître la véritable nature que lorsqu'une ou plusieurs découvertes ont été faites.

TABLEAU 19

Évaluation des travaux imposés entre 1972 et 1975 en vertu des permis accordés

<i>Année</i>	<i>Plateau continental de la Nouvelle-Écosse</i>		<i>Golfe du Saint-Laurent</i>		<i>Grands Bancs</i>		<i>Côte du Labrador</i>		<i>Total</i>
	<i>\$ millions</i>	<i>%</i>	<i>\$ millions</i>	<i>%</i>	<i>\$ millions</i>	<i>%</i>	<i>\$ millions</i>	<i>%</i>	<i>\$ millions</i>
1972	15.0	32.6	5.0	10.9	22.0	47.9	4.0	8.7	46.0
1973	16.0	28.1	7.0	12.3	26.0	45.6	8.0	14.0	57.0
1974	20.0	25.6	10.0	12.8	34.0	43.6	14.0	18.0	78.0
1975	20.0	23.0	12.0	13.8	39.0	44.8	16.0	18.4	87.0
Total 1972-1975	71.0	26.5	34.0	12.7	121.0	45.2	42.0	15.7	268.0

Source: Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

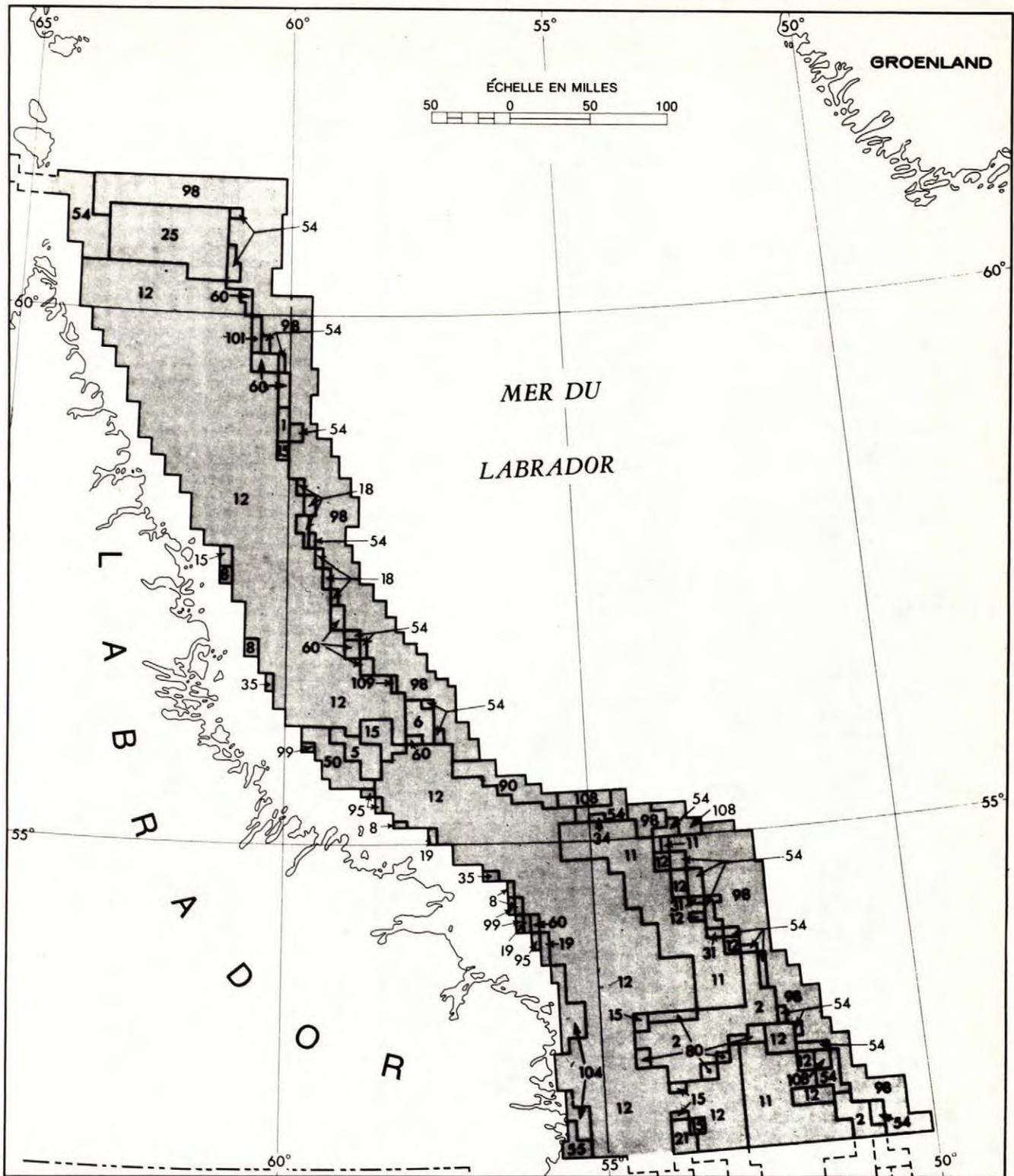


MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DES
MINES ET DES RESSOURCES

PERMIS FÉDÉRAUX D'EXPLORATION DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL

GOLFE DU SAINT LAURENT ET ATLANTIQUE
1er janvier 1972

DIRECTION DES RESSOURCES
GESTION ET CONSERVATION



MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DES
MINES ET DES RESSOURCES

PERMIS FÉDÉRAUX D'EXPLORATION DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL

DIRECTION DES RESSOURCES,
GESTION ET CONSERVATION

MER DU LABRADOR

1er JANVIER 1972

LEGENDE DE LA CARTE DES PERMIS

	Détenteurs de permis	KEY No.	Détenteurs de permis	KEY No.	Détenteurs de permis
1	Citizens Pipeline Limited	49	New Associated Development	88	Total Petroleum (North America) Ltd. 50%
2	Siebens Oil & Gas Ltd.	50	Paddon Hughes Development		Amerada Minerals Corporation 50%
3	Ranger Oil 92%		Duncan Oil Limited 37.5%	89	Siebens Oil & Gas Ltd. 50%
	Bow Valley 8%		Fairlane Resources Ltd. 12.5%		Transalta Oil & Gas 50%
4	Bow Valley Industries	51	Delta Petroleum Corp'n 15.0%	90	Can. Homestead Res. Ltd.
	Trudel Minerals Ltd.		Trans-Canada Resources 10.0%	91	Siebens Oil & Gas Ltd. 75%
	Western Decalta Petroleum 45%	52	Amarex, Inc. 25.0%		Aquitaine Co. of Canada 25%
	Petrol Oil & Gas Company 5%	53	J.E. Mitchell	92	Altana Exploration Company
	Petrorep (Canada) Ltd. 25%	54	Atlantic Richfield		Western Decalta Petroleum 30.000%
	Corexcal, Inc. 25%	55	Aquitaine Co. of Canada	93	Petrol Oil & Gas Company 3.3334%
7	Ulster Oil Enterprises	56	A.M. Fielding		Petrorep (Canada) Ltd. 16.6666%
8	Ranger Oil (Canada) Ltd.	57	Sunlite Land Ltd.		Corexcal, Inc. 16.6666%
9	Canadian Homestead Oils	58	Kestrel Exploration Ltd.		Pacific Lighting Exploration 33.3334%
10	Shell Can/Shell Explorer	59	Peyto Oils Ltd.	94	Sun Oil Company 50.00%
	B.P. Oil & Gas Ltd. 50%	60	Baramy Investments		Pacific Petroleum 25.00%
	B.P. Exp. Can. Ltd. 50%	61	Ulster Oil Enterprises 50%		Canadian Homestead 18.75%
	Tenneco Oil & Minerals		Can. Export Gas & Oil 50%		Castle Oil & Gas 6.25%
13	Gulf Oil Canada Ltd.	62	Mobil Oil Canada 50%	95	Canadian Minerals (1960) Ltd.
	Transalta Oil & Gas 90%	63	Northwest Oils Ltd.	96	Europa Oil Concessions Ltd.
	Offshore Exploration 10%	64	Teck Corporation	97	M.S. Simon
15	Shenandoah Oil Corp'n	65	Sogepet Ltd.	98	Imperial Oil Enterprises Ltd.
16	Amoco Canada Petroleum	66	Opekar Investments	99	Patrick Petroleum
17	Canada Trust Company	67	Worldwide Energy Co.	100	Siebens Oil & Gas Ltd. 50%
18	Canadian Industrial G & O	68	Ram Petroleum		Canadian Superior Oils 50%
19	Darling Hydrocarbons Ltd.	69	J.C. Millikin	101	Sultan Exploration Ltd. 50%
	Lawrence Oil Co. Ltd. 1/3	70	Home Oil Company		Pan Northern Petroleum 50%
	Solar Energy Resources 2/9	71	Bluewater Oil & Gas	102	Lemieux, J.F.
	Success Oil Ltd. 2/9	72	Western Oil Consultants Ltd.	103	Maryland Natural Res.
	Troy Oils Ltd. 2/9	73	Ulster Petroleum Ltd.	104	Oil Ventures Int. Inc.
21	Mobil Oil Canada Ltd.	74	Mid Eastern Oil & Gas 50%	105	Petrotar Development Ltd.
22	Dome Petroleum		H. Cravit 50%		Transalta Oil & Gas 60%
23	Star Oil & Gas Ltd.	75	North American Energy Co.		Offshore Exploration 20%
24	Success Oil Ltd.		Offshore Oil & Gas Corp'n.	106	Marwood Petroleum 5%
25	Wainoco Oil & Chemicals		Ulster Oil Enterprises 25%		Scurry-Rainbow 15%
26	Sulpetro of Canada Ltd.	76	United Canso Oil & Gas 25%		Transalta Oil & Gas 40%
27	Western Minerals Ltd.		Canadian Export Gas & Oil 50%	107	Offshore Exploration 20%
28	Texaco Exploration		Mobil Oil Canada 25.0%		Marwood Petroleum 20%
29	Summit Oils	77	Canada-Cities Service 30.0%		Scurry-Rainbow 20%
30	Transalta Oil & Gas		Hamilton Bros. Can. Gas 27.5%	108	Lochiel Exp. Ltd.
	B.P. Oil & Gas Ltd. 50%		Siebens Oil & Gas Ltd. 17.5%	109	Pan Northern 66 2/3%
	B.P. Oil Ltd. 50%	78	Amoco Canada Petroleum 50%		Sultan Expl'n 33 1/3%
	Canadian Superior Oils		Imperial Oil Enterprises 50%		
33	Voyager Petroleum	79	Houston Oils Ltd. 25%		
	Solar Energy Resources 50%		Asamera Oil 25%		
	Success Oils Ltd. 50%		Pan Ocean (Can) Ltd. 25%		
35	A.R. Campbell		Lochaber Oil 25%		
36	R.F. Goss	80	Trans-Prairie Pipelines		
	American Eagle Petroleum 50%	81	Ballindery Explorations		
	A.S. McLean	82	Buttes Resources Canada		
38	Anco Exploration	83	J.M. Huber Corporation		
39	Canadian Reserve O. & G.	84	Axel Heiberg Oil 98%		
40	Inter-rock Oil Company		Artik Leaseholds 2%		
41	Acroll Oil & Gas	85	Transocean Oil Canada 50%		
42	Columbia Northland Explorn		General Crude Oil Alberta Ltd. 50%		
43	Scurry-Rainbow Oil Ltd.	86	Texas Gulf Sulphur 40%		
	Northern Oil Explorers 75%		Teck Corporation 20%		
	Andex Oil Company 25%		Canadian Homestead 20%		
45	Standard Oil of B.C.		Sogepet Limited 20%		
46	Elf Oil Exploration	87	Banner Petroleum 40%		
47	Hudson's Bay Oil & Gas		Sogepet Limited 20%		
48	Murphy Oil Company		Asamera Oil 20%		
			Teck Corporation 20%		

6. Forages d'exploration

Le travail géophysique et géologique initial est suivi de forages d'exploration, effectués en général à l'aide d'installations mobiles de forage dont il existe quatre types principaux.

Le ponton flottant est un navire de forme spéciale qui peut atteindre 400 pieds de long, avec un derrick au milieu du pont et un puits de forage au centre de la coque. Un bateau de ce genre a été utilisé pour le récent forage de Tenneco, sur la côte du Labrador.

L'installation de forage de type submersible repose sur le fond. Lorsque l'installation de forage est en place, la partie inférieure de l'appareil est remplie d'eau et l'installation de forage se pose sur le fond de l'océan, assurant une bonne stabilité. La profondeur de l'eau et les conditions atmosphériques limitent les régions dans lesquelles ces installations de forage peuvent être employées.

L'installation de forage de type semi-submersible peut travailler en eaux plus profondes. Lorsqu'elle est en place, elle ne repose pas sur le fond de l'océan mais flotte à la surface, avec une importante infrastructure au-dessous de la zone d'action des vagues, ce qui réduit les mouvements au minimum. L'installation semi-submersible étant un ponton flottant, un système d'amarrage important et compliqué est indispensable pour maintenir l'installation en place pendant le forage.

L'installation de forage sur vérins hydrauliques est essentiellement une plate-forme supportée par un certain nombre de pieds, - généralement trois ou quatre - que l'on abaisse pour atteindre le fond de l'océan et les faire pénétrer sur une certaine profondeur. Les pieds une fois solidement implantés, on actionne les vérins qui soulèvent la plate-forme au-dessus de l'eau et de la zone d'action maximale des vagues. Ce type d'installation, qui ne peut être utilisé lorsque la profondeur dépasse 250 pieds, exige des eaux relativement protégées.

Sauf dans le cas d'installations de forage de type pontons flottants qui, construits comme des navires, peuvent se déplacer par leurs propres moyens, les installations mobiles doivent être remorquées d'un lieu à l'autre par des remorqueurs puissants. On construit maintenant des remorqueurs qui peuvent transporter les très grosses ancrs et les systèmes d'amarrage des installations de forage, en même temps qu'ils transportent les fournitures et le personnel entre le rivage et les installations. La région du plateau continental de l'Atlantique est idéale pour perfectionner ces bâtiments importants, à usages multiples.

Les principales installations d'exploration utilisées dans la zone du plateau continental de l'Atlantique ont été des installations semi-submersibles Sedco de la série 135 qui coûtent près de \$15 millions et pour lesquelles les frais d'utilisation annuels sont environ du même ordre. Deux de ces installations ont été construites dans les chantiers navals d'Halifax

et une autre est presque terminée. Les installations Sedco de la série 135 ont une hauteur d'entrepont de 146 pieds, 280 pieds de long et peuvent loger 65 hommes.

La construction de ces trois installations de forage constitue actuellement la plus importante des activités locales dérivées de l'exploration du plateau continental. Une quantité importante de matériel et de matières premières a dû être importée dans la région pour la construction de ces installations. Ces importations provenaient d'Europe, des États-Unis et des autres parties du Canada. Plus les compagnies acquièrent de l'expérience, plus on note une substitution en faveur des produits locaux, tendance qui, espérons-le, se poursuivra. Récemment, les chantiers navals d'Halifax se sont vu accorder le contrat de construction d'une autre unité d'installation de forage automotrice, bâtie selon de nouveaux plans, pour utilisation en mer du Nord.

Les installations de forage appartiennent normalement aux entreprises qui les exploitent et qui louent leurs services aux compagnies qui font de l'exploration dans les gisements de pétrole et de gaz naturel du monde entier. Les compagnies qui font des recherches dans la région de la côte orientale atlantique sont en concurrence pour la location des installations de forage avec d'autres compagnies travaillant dans des régions analogues, comme la mer du Nord. Les bateaux de ravitaillement eux-mêmes, navires de faibles dimensions mais hautement spécialisés, se déplacent d'un chantier à un autre. On pouvait espérer que les provinces de l'Atlantique, dont l'économie est essentiellement maritime, pourraient s'adapter rapidement en vue de satisfaire la demande pour les bateaux de ravitaillement. Tel n'a pas été le cas cependant en raison du caractère hautement spécialisé de ces navires qui ne permet pas de transformer des coques existantes pour cet usage. Cependant, un nombre important de marins ont été employés localement par les compagnies qui exploitent les bateaux de ravitaillement.

La plupart du temps, les tubages, trépan, boues et produits chimiques sont importés des principaux centres d'approvisionnement des États-Unis et de l'ouest du Canada. Il est peu probable que l'industrie locale supplante ces sources normales d'approvisionnement au stade actuel de l'exploration. Ce n'est qu'en cas de découverte commerciale que les entreprises d'approvisionnement et d'entretien seront convaincues de l'utilité de la fabrication sur place. D'ici là, ces entreprises se contenteront d'un bureau local, de préférence à Saint-Jean (Terre-Neuve) ou à Dartmouth (Nouvelle-Écosse).

7. Organisation du gisement de pétrole ou de gaz naturel

Après une première découverte, la zone prometteuse doit être délimitée par une série de puits d'extension autour du puits de découverte. Si le gisement se révèle commercialement viable, la phase suivante consiste à établir une plate-forme fixe permanente, pour le forage des puits de développement qui assureront la production du gisement.

Cependant, un des problèmes les plus délicats auquel les compagnies pétrolières doivent faire face est de décider si une découverte est réellement viable au point de vue commercial. Sur terre, normalement, une production commerciale peut être envisagée à partir de réserves relativement faibles. Mais sur le plateau continental le seuil minimal est infiniment plus élevé, et dépend beaucoup de la profondeur et de la distance de la côte. La question des seuils a déjà été discutée en détail, mais nous allons la résumer à nouveau.

La thèse soutenue dans cette étude est que l'hostilité du milieu et la distance jusqu'aux marchés de consommation, jointes au nombre des facteurs inconnus, pr'aident pour une attitude prudente en ce qui concerne les réserves.

Dans la région du golfe du Saint-Laurent, du plateau continental de la Nouvelle-Écosse et des Grands Bancs, on prévoit un seuil minimal de réserve de pétrole brut de 100 millions de barils, en supposant une exploitation à 200 pieds de profondeur et à 100 milles du rivage. Un tel gisement pourrait être exploité au moyen d'une à quatre plates-formes, logeant seize à vingt-huit puits, avec une production moyenne journalière d'environ 30,000 barils.

Au large des côtes du Labrador toutefois, où toute découverte marquerait actuellement une avance technologique de dix ans, on prévoit qu'il faudrait près de 2 milliards de barils de réserve de pétrole pour justifier une production commerciale. Les évaluations qui précèdent supposent que le pétrole serait de qualité satisfaisante. On a soutenu que la production de pétrole brut serait difficile ou impossible si la densité du pétrole était inférieure à 25 degrés.

Dans d'autres échantillons provenant de l'île de Sable, on a trouvé du pétrole de densité 39 et des condensats à l'échelle 50; si ces échantillons sont représentatifs du type d'hydrocarbures liquides qui peuvent être récupérés, les producteurs peuvent se réjouir de cette perspective.

Les coûts d'exploitation pour un gisement minimal de gaz naturel dans la région du golfe du Saint-Laurent et du plateau continental de la Nouvelle-Écosse serait de \$35 millions auxquels s'ajouteraient \$120 autres millions pour la construction d'un gazoduc jusqu'à la côte. Une fois sur le rivage cependant, il faudrait encore \$420 millions pour la construction d'une usine de traitement et d'un gazoduc jusqu'à Montréal, avec une ramification vers la région de la Nouvelle-Angleterre, ce qui représenterait un coût total de \$575 millions. De tels investissements exigeraient au minimum 12 billions de pieds cubes de réserves.

Si une découverte importante de gaz naturel était faite sur les Grands Bancs, un gazoduc devrait être posé jusqu'à Terre-Neuve, se diriger vers le nord, traverser le détroit jusqu'à la côte du Labrador, puis se diriger vers le sud-ouest le long de la rive nord du fleuve Saint-Laurent pour atteindre Québec et Montréal. On évalue à \$1 milliard l'investissement

total nécessaire et à 25 billions de pieds cubes les réserves indispensables. Une découverte au large des côtes du Labrador devrait avoir une réserve d'au moins 25 à 30 billions de pieds cubes pour pouvoir être considérée comme commercialement exploitable.

Les caractéristiques du gaz, si l'on en découvre, constituent un facteur important. Les échantillons de gaz obtenus à l'île de Sable contiennent de 71 à 97 p. 100 de méthane. Une haute teneur en méthane et une basse teneur en éthane ne sont pas des facteurs favorables pour la pétrochimie; il faudrait au moins une teneur supérieure à 10 p. 100 d'éthane.

La présence de soufre n'a été mentionnée dans aucun des résultats préliminaires, ce qui serait un facteur favorable, réduisant le coût de traitement du gaz.

8. Mise en exploitation du gisement

Une fois le bassin reconnu commercialement exploitable, on établit les plans d'une plate-forme puis on la construit. Après l'avoir mise en place, on utilise la plate-forme comme plate-forme de forage, puis on la transforme en plate-forme de production. Il ne faut pas oublier que le premier puits de découverte peut ne pas être utilisé pour la production: il sert simplement à reconnaître l'horizon réservoir. Les puits de production sont forés à partir de la plate-forme de production.

La construction des installations pour la première phase de la mise en exploitation peut dépendre presque entièrement de matériel importé des industries américaines du golfe du Mexique.

Des matériels tels que les barges de construction ou les barges de pose sont très spécialisés et sont exploités en vertu de contrats particuliers passés à l'occasion de chaque projet. L'ensemble des capitaux investis en matériel pour la mise en exploitation d'un gisement de gaz est évalué à \$12 millions environ. On ne peut pas sérieusement espérer que des entrepreneurs locaux puissent construire ces installations très onéreuses et hautement spécialisées pendant les premières phases d'une mise en exploitation. Les compagnies pétrolières sont intéressées au premier chef par le facteur temps et par la nécessité de fabriquer et de mettre en place les installations de production sur le plateau continental en respectant un calendrier rigoureux.

Une plate-forme de production comporte un pont, supporté par une tour reposant sur le fond de l'océan, à une altitude suffisante pour échapper aux vagues les plus hautes. Pour réduire les coûts, on fore le plus grand nombre de puits possible, par forage dirigé, à partir d'une seule plate-forme. Une plate-forme tripode par exemple peut loger 30 puits, chaque pied de la plate-forme abritant 10 forages. Lorsque l'ensemble du programme de forage est exécuté, la partie de la plate-forme servant au forage est retirée pour être employée sur une autre plate-forme.

Les conditions exceptionnelles qui règnent sur le plateau continental de l'est du Canada obligeront à un long programme de préparation et de fabrication du matériel. L'établissement des plans peut exiger six mois auxquels s'ajoutent deux mois pour les appels d'offres et l'attribution des contrats. La période de fabrication varie de 12 à 14 mois, selon la profondeur d'exploitation, et trois mois supplémentaires sont nécessaires pour monter la plate-forme. Il faut donc compter de 23 à 25 mois du début à la fin de la construction.

Dans la région de la côte orientale, les conditions météorologiques et océanographiques imposent d'autres contraintes de temps. On ne peut installer une plate-forme qu'en juin, juillet et août chaque année. Le calendrier de construction doit donc être rigoureux afin d'éviter de perdre une année entière de production, faute d'installation dans la période praticable. Lorsqu'elles étudient la possibilité de faire appel à des sociétés locales de fabrication, les compagnies considèrent les délais comme un des problèmes majeurs.

Dans une plate-forme d'exploitation pétrolière, la tour exige des techniques de fabrication hautement spécialisées, respectant des normes rigoureuses. Des normes aussi élevées sont rarement observées dans les chantiers de construction navale, elles sont davantage utilisées par les sociétés de construction de ponts ou de charpente métallique pour bâtiments très élevés. Les compagnies pétrolières imposent les normes de l'*American Welding Society*, plus spécialement celles du *Bridge Code* de l'*A.W.S.* Les compagnies de matériel de forage de puits de pétrole ont en général adopté les normes de l'*A.S.T.M.* La différence entre les normes de l'*A.S.T.M.* et celles du *Bridge Code* de l'*A.W.S.* conduisent à des frais de main-d'oeuvre de 5 p. 100 plus élevés, mais si on ne dispose pas facilement de main-d'oeuvre spécialisée, le coût supplémentaire peut être notablement plus élevé.

Dans les premiers temps de la mise en exploitation du plateau continental, les chantiers canadiens ne seraient pas en bonne position pour soumissionner de manière concurrentielle face aux fabricants américains de la côte du golfe du Mexique, ou pour respecter des délais de livraison très courts en ce qui concerne les constructions. Les compagnies pétrolières insistent beaucoup sur ce dernier point, qui a pour elles une très grande importance. A mesure que le programme de mise en exploitation avancera, plusieurs sociétés canadiennes de construction de charpente métallique seront en mesure de fournir des capitaux et d'installer des chantiers de fabrication, sur la côte de la Nouvelle-Écosse, pour construire les plates-formes et les équipements nécessaires au travail sur le plateau continental. De tels chantiers seraient géographiquement mieux situés que les fabricants de la côte du golfe du Mexique.

La pose des pilotis de la plate-forme est un travail de fabrication relativement simple, qui exige cependant de grandes quantités d'acier et le respect de normes rigoureuses. En général, près de la moitié du temps nécessaire à la construction de la tour elle-même est consacré à la pose des pilotis, d'où un calendrier moins difficile à respecter.

Les entreprises canadiennes pourraient bénéficier d'un avantage supplémentaire à cette phase des travaux. L'accès à la région de l'Atlantique par chaland sur le Saint-Laurent pourrait permettre à des constructeurs installés plus loin, à la tête des Grands lacs, par exemple, de soumissionner pour ce genre de travaux.

Le pont d'une plate-forme se compose essentiellement d'une structure normalisée, elle aussi fabriquée selon des normes très rigoureuses. Les sociétés canadiennes de construction de charpentes lourdes en acier sont capables de fabriquer les structures des ponts. Cependant, l'ensemble des équipements, la fourniture des câbles et des tuyaux fait appel à une technique très spécialisée, centralisée actuellement sur la côte du golfe du Mexique. L'équipement du pont d'une plate-forme de production est prévu pour assurer la séparation du gaz et de l'eau libre provenant du puits, ainsi que pour supporter le matériel et les installations nécessaires au traitement de la production continue des puits. On doit de plus aménager des logements pour le personnel. La plupart des éléments constituant les installations sont fabriqués aux États-Unis et, au début, l'équipement et le montage se feront probablement sur la côte du golfe du Mexique. Cependant, lorsque les possibilités d'investissement deviendront plus évidentes dans la région de l'Atlantique, on peut penser que ces équipements pour installations off-shore pourraient être montés localement.

Une plate-forme de production de gaz naturel est beaucoup moins onéreuse qu'une plate-forme de production de pétrole mais le gazoduc pour la relier à la côte est beaucoup plus cher. La tour d'une plate-forme d'exploitation de gaz n'est pas construite de manière aussi robuste en ce qui concerne les trois pieds principaux, et possède une capacité de forage de puits plus restreinte pouvant atteindre 18 à 24 puits au lieu de 30 pour une plate-forme de production de pétrole. Le pont d'une plate-forme de production de gaz est doté d'un équipement beaucoup moins complexe comportant beaucoup moins de pilotis et de conduites. Les coûts d'installation sont également beaucoup moindres.

L'installation de plates-formes sur le plateau continental exige une technique très spécialisée et plusieurs éléments spéciaux d'équipement lourd prévus pour ce genre d'opération. Une nouvelle technique augmentant les possibilités de construction en mer a été mise au point pour répondre aux besoins de construction de plates-formes fixes et de pipe-lines. Des pontons flottants supportant des derricks ont été conçus pour l'installation de plates-formes fixes sur les sites, pour transporter les charges de matériel lourd, soit jusqu'aux plates-formes, soit en provenance de ces dernières. Lorsque les forages sont terminés, les derricks de forage sont souvent transportés de la plate-forme fixe à un autre endroit.

Des barges très spécialisées ont également été prévues pour poser des oléoducs et des gazoducs sur le fond de l'océan. Il existe désormais une industrie de pointe à caractère international spécialisée dans ces travaux. Les matériels sont transportés dans le monde entier sur les nouveaux chantiers de forage de pétrole et de gaz. Ils sont accompagnés par un personnel hautement spécialisé pour tirer le meilleur parti de toute nouvelle découverte.

Il est extrêmement rare qu'il existe à terre tous les moyens nécessaires pour répondre à tous les besoins d'un nouveau terrain d'exploitation off-shore. C'est ainsi, par exemple, qu'après huit ans et malgré un potentiel local énorme, la plus grande partie du matériel off-shore utilisée en mer du Nord est encore importée d'autres régions, à l'exception des installations de forage qui peuvent comporter jusqu'à 75 p. 100 d'éléments locaux. Dans une installation typique, la répartition du matériel peut comprendre:

- a) une barge à derrick, de 500 à 600 tonnes;
- b) trois remorqueurs de 4,000 CV;
- c) trois remorqueurs de 2,400 CV;
- d) un bateau pour le personnel;
- e) trois barges de 250 pi. x 75 pi. pour le matériel.

La valeur totale de ce matériel est de \$19 millions environ et le prix de location approche \$40,000 par jour. La durée de la saison de travail dans la région de l'Atlantique étant réduite à trois mois par an, les compagnies locales ne pourraient pas assurer ce service à moins qu'elles ne soient prêtes à chercher du travail hors-saison dans les autres gisements pétrolifères du monde. Pendant la période d'installation, 150 personnes environ auraient du travail, et 50 d'entre elles à peu près pourraient être embauchées localement dans la région de l'Atlantique.

9. Transport

L'étape suivante consiste à transporter la production de la tête du puits jusqu'aux marchés sur le rivage. Le gaz naturel parvient au rivage par un gazoduc posé sur le fond de l'océan. Les pipe-lines sous-marins doivent être construits en fonction de la profondeur de l'eau et de la distance jusqu'au rivage, mais la topographie du fond sous-marin pose un problème plus important lorsque des irrégularités et des crevasses peuvent constituer des obstacles importants. La construction d'installations de liquéfaction du gaz, que ce soit à la surface sur les plates-formes ou au fond de l'océan, pose d'énormes problèmes qui n'ont pas encore été résolus. Dans ce domaine particulier cependant, la construction d'une usine à G.N.L. sur l'île de Sable peut être considérée comme une des hypothèses à retenir.

Le pétrole brut peut être transporté à terre par oléoduc, ou être directement chargé sur un pétrolier à partir d'une plate-forme fixe. Lorsqu'on envisage le transport par pétroliers, il faut prévoir un réservoir de stockage temporaire. Une seule réserve de 100 millions de barils ne serait pas suffisante pour justifier un oléoduc jusqu'à la côte. Le transport jusqu'aux marchés de consommation se ferait donc sans doute par pétroliers amarrés à une simple bouée, en prévoyant une méthode quelconque de stockage temporaire.

Au large des côtes du Labrador, il est vraisemblable que la production de pétrole brut serait organisée en utilisant des installations de chargement de pétroliers, probablement raccordées à une source de production sous-marine. La menace des icebergs exigerait une grande imagination technique pour concevoir les installations de production. L'oléoduc le plus profond qui existe actuellement est posé sous 340 pieds d'eau, nettement moins que les 500 pieds sous lesquels les forages se font actuellement.

La production sur les Grands Bancs de Terre-Neuve aurait à vaincre une autre difficulté de transport, due au chenal laurentien situé entre les Grands Bancs et la Nouvelle-Écosse. Les compagnies admettent que cet obstacle est trop important pour être franchi avec les moyens techniques actuels d'installation de pipe-lines. Si la construction d'un pipe-line est justifiée cela constituera, de loin, la partie la plus onéreuse des installations de production.

Une plate-forme de production pourrait probablement partager l'installation du pipe-line avec d'autres gisements exploités dans une région voisine, et le prix de revient par baril se trouverait ainsi substantiellement réduit. La moitié environ du coût total résulte du revêtement de la conduite, de la protection cathodique, des soupapes et d'autres accessoires divers. Dès la construction du premier oléoduc sur le plateau continental, un chantier de revêtement doit être installé à proximité du lieu de construction afin d'appliquer une protection contre la corrosion et un revêtement de ciment pour lester la conduite.

Là encore, du matériel et du personnel très spécialisés sont indispensables. Un équipement typique de pose de pipe-line pourrait comporter:

- a) une barge de pose de 400 pi. sur 100 pi.;
- b) une barge d'enfouissement de 300 pi. sur 90 pi.;
- c) trois remorqueurs d'une puissance variant de 2,000 à 6,000 CV;
- d) dix bateaux ravitailleurs de 165 pi.

La valeur totale de ce matériel est de \$32 millions environ, tandis que la totalité des frais de location (y compris les salaires) serait de \$75,000 par jour. Les conditions météorologiques limiteraient la période de travail à cinq mois par an. Pour accélérer la construction il est possible d'utiliser plusieurs dispositifs. Là encore, du matériel importé serait utilisé pendant la période praticable pour la construction, puis déplacé vers d'autres chantiers d'exploitation pétrolière pendant le reste de l'année. Environ 320 personnes seraient employées pour chaque dispositif et on estime à 80 le nombre de soudeurs, de grutiers, de mécaniciens et de manoeuvres qui pourraient être recrutés localement.

Au Canada, tous les pipe-lines du plateau continental et leurs aboutissements sur la côte, ainsi que les installations qui s'y rattachent, seraient placés sous la juridiction du gouvernement fédéral.

10. Milieu naturel

A toutes les phases d'une exploitation sur le plateau continental, depuis les études initiales jusqu'à la production, le souci du milieu naturel est une question importante tant pour les compagnies que pour les gouvernements en cause.

Au cours des premières étapes de recherches sous-marines, les principaux effets sur le milieu résultent des travaux des navires de prospection sismique et géophysique et des vaisseaux de forage semi-submersibles. Les travaux géophysiques s'étendent sur plusieurs milliers de milles, mais n'ont pratiquement aucun effet écologique. Récemment, de nouvelles méthodes de tir pour la prospection sismique ont été mises en oeuvre, en utilisant de l'air comprimé comme dispositif détonant, ce qui a pratiquement éliminé toute possibilité d'endommager la vie marine à proximité du tir. En dehors du cas imprévisible de collision, les navires d'exploration ne font donc courir aucun risque au milieu naturel. Les navires d'exploration sont bien équipés en instruments de navigation et, en conséquence, posent vraisemblablement moins de problèmes de navigation que les autres types de bateaux naviguant dans la région.

En ce qui concerne les installations de forage semi-submersibles au cours de la phase d'exploration, il faut souligner le petit nombre d'installations qui se trouvent dans la région, surtout lorsqu'on tient compte de son immensité.

Au point de vue de la pêche, les installations de forage peuvent exercer un effet bénéfique en attirant le poisson, bien que la pêche commerciale ne soit sans doute pas affectée par cette évolution dans la région du plateau continental. Les règles strictes défendant l'immersion des déchets provenant des installations de forage constituent la meilleure garantie que ces travaux n'endommageront pas la vie marine dans les zones de forage.

Le gouvernement fédéral organise quotidiennement des patrouilles aériennes au-dessus de la région pour repérer les fuites de pétrole, non seulement à partir des installations de forage, mais également en provenance des autres navires présents dans la région. Le gouvernement fédéral inspecte également les travaux de forage à l'emplacement de chaque puits et, en outre, réglemente et approuve les mesures de protection indispensables pour chacun des puits. Il s'assure également que chaque programme a établi un plan anti-pollution et que ce plan a été agréé.

Les installations d'exploration ne posent aucun problème important pour la navigation et le transport parce que leurs positions sont indiquées avec précision et qu'elles figurent dans les bulletins de navigation. Elles comportent une structure métallique importante au-dessus du niveau de

la mer qui assure un écho radar satisfaisant dans le cas de visibilité réduite. Le moment où les installations sont transportées d'un point à un autre est particulièrement dangereux. Elles sont alors moins stables et sont donc plus sensibles aux influences météorologiques. Cependant, pendant ces déplacements, les tours ainsi que les remorqueurs qui les touent sont accompagnés par des navires de sécurité. Dans ce cas, une protection satisfaisante est donc assurée au double point de vue de la sécurité et de la navigation.

Les répercussions les plus importantes sur le milieu naturel résultent des possibilités de production commerciale dans la région du plateau continental. Dans ce cas, les problèmes sont un peu différents. En ce qui concerne la pêche, par exemple, il n'y a, là encore, aucun danger réel de perturbations pour le milieu naturel. La meilleure preuve est sans doute démontrée par l'expérience du golfe du Mexique. C'est là où l'industrie du pétrole off-shore a travaillé depuis le plus longtemps et où tous les effets des forages off-shore peuvent être observés depuis vingt-quatre ans.

Il a été démontré dans cette région qu'une plate-forme fixe constitue un récif artificiel, et qu'elle attire une grande variété d'organismes marins en offrant nourriture, abri et support à toutes les profondeurs depuis le fond de l'océan jusqu'à la surface. En Louisiane, il existe environ 2,800 récifs de ce genre au large de la côte et les conséquences pour la vie marine se sont révélées assez remarquables. Il a été établi que des poissons qui ne se trouvaient pas dans la région il y a vingt-cinq ans suivent actuellement des routes de migration jusque dans la région de production du plateau continental de Louisiane, parce qu'ils y trouvent leur nourriture.

Au point de vue de la navigation et du transport, les emplacements des plates-formes de production sont établis avec une extrême précision. Seul un nombre minimal d'erreurs de navigation pourraient donc résulter de leur relèvement sur les cartes. De plus, la façon dont elles sont construites assure un écho radar très satisfaisant. Il est également probable qu'elles seront toutes situées en eau profonde, 200 pieds en moyenne, permettant ainsi aux navires de les localiser et d'éviter leur voisinage immédiat.

A l'heure actuelle, le principal effet sur le tourisme de l'industrie de l'exploitation des plateaux continentaux a été la crainte de la marée noire sur la côte. La distance de la plupart des travaux actuels au rivage est telle que toute fuite de pétrole pourrait être facilement arrêtée et absorbée avant que le pétrole arrive jusqu'à la côte. La plupart des fuites importantes de pétrole qui ont fait l'objet d'une large publicité au cours des trois dernières années se sont au contraire produites relativement près des côtes, où les conséquences pour l'industrie du tourisme sont infiniment plus importantes. L'installation d'une importante industrie de pétrole et de gaz sur le plateau continental pourrait peut-être fournir une nouvelle attraction touristique.

L'emplacement des plates-formes de production serait important pour la défense nationale. Situées avec précision, les plates-formes pourraient remplir plusieurs fonctions stratégiques. Elles pourraient, par exemple, être équipées d'installations de radar donnant l'alerte préliminaire à plus de 100 milles au large des côtes, ou dotées d'instruments qui pourraient utilement contribuer aux prévisions météorologiques. Les plates-formes pourraient également être utilisées comme bases fixes d'hélicoptères au large des côtes, pour des opérations de sauvetage aérien en mer, ou comme appontements pour de vastes recherches.

Au cours des dernières années, l'industrie du pétrole a fait l'objet de commentaires défavorables sur un certain nombre de problèmes allant des fuites de pétrole (pratiquement dans le monde entier) à ceux qui sont posés par des conditions écologiques particulières comme dans le cas du pipe-line Alyeska reliant le versant nord de l'Alaska à Valdez. On admet, en général, que l'industrie a parfois été négligente dans le passé au point de vue écologique.

Un véritable problème est posé par la mise en exploitation des réserves de pétrole (ou de gaz naturel) qui pourraient être découvertes autour de l'île de Sable. L'île forme une curieuse plate-forme au milieu du plateau continental de la Nouvelle-Écosse. A l'heure actuelle, deux puits y ont été forés, y compris le puits de découverte, et un troisième a été commencé en janvier 1972.

Si la possibilité d'une production commerciale de pétrole se confirme, l'île pourrait être utilisée comme plate-forme de production, ce qui entraînerait la construction de toutes les installations habituelles de production et de séparation, ainsi que des aménagements pour le stockage du pétrole. Si un gisement de gaz naturel était mis en exploitation, une série analogue d'installations devrait être construite. A ce stade, la possibilité d'une intervention gouvernementale pourrait entraîner des retards onéreux dans l'exécution du programme de mise en valeur.

Les caractéristiques de cette zone d'exploitation permettent de penser qu'on ne pourrait y entreprendre une exploitation commerciale que si l'on y trouve des réserves très importantes et très productives. Cela implique un mode de production très concentré, s'appuyant sur des débits très élevés d'un nombre relativement restreint de puits, et par voie de conséquence sur une infrastructure permanente relativement peu importante.



CHAPITRE 5

LE PRÉCÉDENT DE LA MER DU NORD - COMPARAISON

1. Introduction

Le but de ce chapitre est de passer en revue l'exploitation off-shore du pétrole et du gaz naturel en mer du Nord afin de voir si les expériences norvégiennes et britanniques présentent un intérêt pour la mise en exploitation des ressources canadiennes de pétrole et de gaz naturel au large des côtes de l'Atlantique.

Au début de 1971, le gisement Ekofisk, situé dans la partie norvégienne de la mer du Nord, est entré en production sous 235 pieds d'eau, à 170 milles du rivage.

Le rééquipement des quatre premiers puits avec des têtes de puits sous-marines, leurs raccords à un nouveau modèle de plate-forme de production, et ensuite l'assemblage de cette plate-forme avec deux bouées à un seul poste d'amarrage (SBM) ont mis fin aux travaux essentiels de la phase I, travaux dont seules les SBM peuvent être considérées comme du matériel entièrement conventionnel. Les pétroliers s'amarrent le long des SBM et chargent le pétrole brut directement des puits, sans stockage intermédiaire. Il y a eu un problème au sujet de l'utilisation du gaz naturel accompagnant le pétrole, extrait de la formation Ekofisk à une cadence prévue de 50 millions de pi. cu./jour lors de la première phase d'exploitation, mais qui s'élèvera vraisemblablement en fonction de l'augmentation de la production de pétrole de 40 millions de barils/jour à 300 millions de barils/jour.

Reprise en insistant sur la grande importance des conditions climatiques et de la nécessité d'innovations techniques, cette description pourrait s'appliquer au démarrage d'une exploitation sur le plateau continental des provinces de l'Atlantique.

2. Expérience norvégienne

La similitude entre la Norvège et les provinces de l'Atlantique mérite d'être soulignée en ce qui concerne les conditions dans lesquelles ont été entrepris les travaux relatifs au pétrole en Norvège. Le gouvernement norvégien a accordé ses premières concessions en mer du Nord en août 1965 et les forages ont été entrepris onze mois plus tard à partir d'une installation de forage transportée du golfe du Mexique à travers l'Atlantique. La seconde installation de forage dans les eaux norvégiennes a été construite à Oslo, selon le contrat passé dans le mois qui a suivi l'obtention des concessions. La construction d'une installation de forage constituait un travail entièrement nouveau pour le chantier naval, mais elle fut terminée en dix mois.

Les deux installations ont travaillé au large de Stavanger, sur la côte sud-ouest de la Norvège. Stavanger possède un mouillage protégé en eau profonde et une tradition de construction navale. Vers la fin de 1966, quatre bases pour les travaux pétroliers en mer du Nord avaient été établies à Stavanger où plusieurs compagnies internationales de fournitures et de services s'étaient installées. L'objectif visé depuis le début était d'offrir un service permanent pour les travailleurs et les entreprises prospectant sur le plateau continental.

Pour s'établir elles-mêmes tout à fait au début des travaux, et consacrer des investissements importants et du personnel technique à l'entreprise, les sociétés norvégiennes ont été aidées d'abord par d'excellentes relations de travail, ensuite par les autorités norvégiennes qui ont apporté leur concours en réduisant au minimum les formalités, en particulier les formalités douanières.

Stavanger n'est cependant pas la base la plus importante de la mer du Nord pour les travaux pétroliers. Great Yarmouth, sur la côte orientale de l'Angleterre avait commencé bien plus tôt, à cause de travaux de recherches de gaz naturel avant 1965.

3. Expérience britannique

Le Royaume-Uni, à la différence de la Norvège, était depuis de nombreuses années constructeur et exportateur de matériel pour champs de pétrole. De plus, les sièges sociaux de deux des plus importantes compagnies pétrolières mondiales et la capitale du pétrole pour les transactions des sociétés dans l'hémisphère oriental se trouvent près de Londres. Depuis plusieurs années, des succursales britanniques de toutes les grandes entreprises et de tous les grands fournisseurs de matériel d'Amérique du Nord se sont installées à Londres. Il convient de souligner que les recherches effectuées en mer du Nord ont entraîné l'installation à Great Yarmouth des sièges sociaux de certaines entreprises qui n'avaient jusque là jamais été représentées en Grande-Bretagne, ainsi que ceux de sociétés nouvelles, anglaises et étrangères, constituées spécialement pour exploiter les nouvelles possibilités.

La fourniture de services hors de Great Yarmouth n'a modifié que marginalement le caractère de la ville, bien que l'évolution ait été plus importante que dans le cas de Stavanger, où la construction et la réparation des navires se faisaient depuis longtemps. Bien que l'économie de Great Yarmouth ait surtout été fondée sur la pêche, l'agriculture et le tourisme, l'industrie légère y était déjà représentée, et une main-d'oeuvre qualifiée pour le travail à terre était disponible soit localement, soit dans l'arrière-pays immédiat.

Soixante sociétés directement intéressées à l'exploitation off-shore sont installées à Great Yarmouth. Parmi elles, cinq sont des entreprises de forage, 36 des sociétés de fabrication et d'entretien de matériel de forage et 19 dispensent d'autres services.

TABLEAU 20

Origine des sociétés de services à Great Yarmouth, en 1971

<i>Nationalité de la société-mère</i>	<i>Total</i>	<i>Nombre d'établissements avant la mise en exploitation</i>	<i>Pourcentage</i>
	(1)	(2)	(1) ÷ (2)
Anglaise	20	7	35.0
Américaine	31	10	32.2
Française	5	1	20.0
Hollandaise	2	2	100.0
Entreprises en participation	2	-	-
Total	60	20	33.3

La provenance des matériels utilisés par les sociétés de services est très importante. La provenance d'origine est, presque sans exception, le pays où se trouve le siège social de la société-mère. Ainsi, les fournisseurs de boues de forage achètent leur matériel dans diverses parties du monde mais leur matériel spécialisé vient en général des États-Unis.

Deux entreprises en participation figurent sur la liste, elles groupent des intérêts anglais et étrangers. L'une d'entre elles constitue ce qui est peut-être la société de construction off-shore la plus importante du monde, et une des plus importantes sociétés de construction du Royaume-Uni. Cette combinaison paraît être la plus logique et donne un modèle de ce qui pourrait bien être la meilleure solution pour la région de l'Atlantique, dans la phase de développement.

La situation était différente pour le travail en mer. Il y avait pénurie locale pour certaines catégories professionnelles et la population locale ne voulait pas toujours travailler sur les installations de forage. Par ailleurs, une des sociétés chargées de l'entretien des installations de forage, de la réparation des plates-formes, etc., a embauché localement la totalité de ses 175 employés. Les entreprises de forage ont pu, grâce aux salaires élevés offerts pour compenser les conditions difficiles de travail, attirer des travailleurs venant de l'ensemble du marché du travail du Royaume-Uni. Il a fallu leur donner une certaine formation, mais le travail de la Grande-Bretagne en mer du Nord se poursuit maintenant depuis assez longtemps pour que certains emplois soient entièrement occupés par des Britanniques. Selon une des entreprises américaines de forage, il n'y a actuellement que 10 p. 100 de son personnel sur les installations de forage qui ne soit pas britannique. Les spécialistes doivent encore être importés, mais sur les quinze installations de forage qui étaient exploitées en mer du Nord à la fin de 1971, ils ne devaient pas être plus de 70 sur un effectif total d'environ 1,200 employés.

Ce résumé des exemples norvégiens et britanniques montre le genre de mise en exploitation qui pourrait se faire dans les provinces de l'Atlantique, après une période prolongée de recherches de pétrole dans l'est du Canada. Il faut cependant apporter certaines restrictions. Le plateau continental de l'est du Canada n'est pas, comme celui de la mer du Nord, au centre d'une région fortement industrialisée, avec tout ce que cela implique au point de vue disponibilité de main-d'oeuvre qualifiée et tradition éprouvée axée sur les entreprises en général.

Les sociétés pétrolières anglaises, françaises et hollandaises comptent parmi les producteurs importants sur le plan international, et autour de leurs sièges sociaux de Paris, Londres ou La Haye, des entreprises de matériel et de services pour les champs pétrolifères se sont développées de façon suffisamment importante pour acquérir une réputation internationale. Malgré ces circonstances favorables, on évalue que 25 p. 100 de la valeur des installations de forage en mer du Nord est importée des États-Unis. Il est sans doute vrai qu'en ce qui concerne l'emploi au Royaume-Uni les Midlands ont profité davantage des travaux en mer du Nord que Great Yarmouth même.

S'il existe une industrie qui a particulièrement bénéficié des recherches en mer du Nord, c'est celle de la construction navale. Aucune installation de forage off-shore n'avait été construite en Europe avant 1965, alors que sur les quinze qui étaient utilisées en mer du Nord à la fin de 1971, sept avaient été construites au Royaume-Uni et une installation avait été construite dans chacun des pays suivants: France, Norvège, Pays-Bas et Allemagne de l'Ouest et quatre aux États-Unis. Le Royaume-Uni était, évidemment parti en tête, puisque les premières recherches, les plus importantes, avaient été faites dans les eaux britanniques, mais il n'avait pas pu exploiter son avance en partie en raison des délais de livraison qui ne pouvaient respecter les calendriers établis en fonction de la saison de forage limitée en mer du Nord, et en partie à cause de l'escalade des prix.

Ce point est le plus important pour la région de l'Atlantique. Partout où elles ont travaillé, les compagnies pétrolières ont cherché à obtenir le plus de matériel et de services possibles de provenance locale. Cette attitude tient compte des coûts relatifs, ainsi que de la valeur des commandes locales au point de vue des relations publiques. Cela ne va pas cependant jusqu'à faire fi de l'expérience acquise lorsque des délais de livraison anormaux laissent prévoir des coûts exorbitants. Ceci se trouve confirmé par le fait que la construction d'installations de forage décline maintenant au Royaume-Uni, en partie à cause des délais de livraison trop longs subis dans le passé.



CHAPITRE 6

RÉPERCUSSIONS SUR LE REVENU ET SUR L'EMPLOI DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE

1. Introduction

Ce chapitre précise le cadre théorique et analytique de l'étude. Il expose également les conclusions des analyses.

Les données relatives à la région de l'Atlantique ne sont pas exhaustives. Pour compléter leur analyse, les experts ont consulté tous les documents disponibles; ils ont demandé l'avis des compagnies et des gouvernements, et ont éventuellement suppléé à l'insuffisance des renseignements en se fondant sur leur propre expérience professionnelle. En somme, on peut tabler sur les données qui ont servi de base à l'étude.

Quatre régions géographiques distinctes ont été délimitées et une analyse économique de toutes les activités relatives à une exploitation de pétrole ou de gaz naturel a été effectuée pour chacune de ces régions. Ces quatre régions sont:

- a) le plateau continental de la Nouvelle-Écosse;
- b) le golfe du Saint-Laurent;
- c) les Grands Bancs de Terre-Neuve;
- d) la côte du Labrador.

2. Rubriques d'activités

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel consiste dans l'exécution d'un ensemble de tâches hautement spécialisées, accomplies en étroite synchronisation; pour la décrire dans sa totalité, il faut examiner chaque activité spécifique sous l'angle des coûts, des délais d'exécution, de la main-d'oeuvre et de l'apport économique local en matière de services et d'équipement.

Chaque phase d'activité est désignée par le terme "rubrique d'activité". Les rubriques d'activités qui ont été analysées sont les suivantes:

Rubrique d'activité:
Exploration

1 année-forage
2 années-forage
4 années-forage
8 années-forage

Construction d'installation de forage

Plate-forme de production, pétrole

a) construction
b) assemblage et installation
c) forage de développement

Rubrique d'activité:
Construction

Plate-forme de production, gaz naturel

a) construction
b) assemblage et installation
c) forage de développement

Navires ravitailleurs
Autres navires (remorqueurs)
Pipe-line off-shore, pétrole
Pipe-line off-shore, gaz
Emmagasinage de pétrole off-shore
Usine à gaz côtière
Pipe-line côtier, pétrole
Pipe-line côtier, gaz

Rubrique d'activité:
Production

Plate-forme pour pétrole, simple
Plate-forme pour pétrole, double
Plate-forme pour gaz naturel, double
Pipe-line off-shore, pétrole et gaz
Usine à gaz côtière
Pipe-line côtier, pétrole et gaz, pour cas individuels

Chaque rubrique d'activité a été analysée sous quatre aspects différents, soit:

- a) une répartition des coûts entre les principaux articles de dépense;
- b) l'application de multiplicateurs à chaque article de dépense pour trois catégories de dépenses;

- a) l'évaluation des facteurs d'inflation;
- d) l'évaluation du nombre d'années-hommes pour chaque simulation.

Le tableau 21 indique l'importance des emplois directs et des emplois connexes en années-hommes, créés pour chaque rubrique d'activité. En ce qui concerne ce tableau, certains points demandent éclaircissement; ils sont précisés à la suite du tableau. L'emploi direct dont le tableau fait état est l'emploi directement associé aux activités d'exploration, de construction et de production dans l'industrie du pétrole et du gaz. L'emploi connexe comprend les emplois créés en vue de fournir des services et de l'équipement à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, mais ne comprend pas les emplois qui résultent de la stimulation économique due aux dépenses faites par les employés des industries du pétrole et du gaz.

Le tableau 21 indique également que le cas de la construction de pipe-lines off-shore est le seul où l'emploi connexe est plus important que l'emploi direct. Toutefois dans ce cas, l'emploi est de courte durée. Dans tous les autres cas, l'emploi connexe est relativement peu important.

TABLEAU 21

Emplois directs et connexes créés par rubriques d'activité
dans la région de l'Atlantique

<i>Rubriques d'activité</i>	<i>Emplois créés en années-hommes</i>		<i>Totaux</i>
	<i>Emplois</i>	<i>Directs en exploitation du pétrole, construction et production</i>	
<u>Rubrique d'activité: exploration¹</u>			
1 année-forage (1 tour de forage pendant 1 an)	158	37	195
2 années-forage (2 tours - 1 an)	304	70	374
4 années-forage (4 tours - 1 an)	549	108	657
8 années-forage (8 tours - 1 an)	1,024	176	1,200
<u>Rubrique d'activité: construction²</u>			
Construction d'installation forage	780	61	841
Plate-forme de production, pétrole: construction ³	1,020	46	1,066
assemblage et installation ⁴	50	-	50
forage de développement ⁵	179	8	187
Plate-forme de production, gaz naturel: construction ⁶	435	31	466
assemblage et installation ⁴	50	-	50
forage de développement ⁵	149	8	157
Construction de navires ravitailleurs ⁷	300	12	312
Construction autres navires (remorqueurs) ⁸	200	12	212
Pipe-line off-shore, 100 milles, pétrole ⁹	70	125	195
Pipe-line off-shore, 100 milles, gaz ¹⁰	250	540	790
Usine à gaz côtière ¹¹	140	30	170
Pipe-line côtier, pétrole et gaz, pour cas individuels			
Emmagasinage de pétrole off-shore			
<u>Rubrique d'activité: production</u>			
Plate-forme pour pétrole - simple	16	3	19
Plate-forme pour pétrole - double	32	6	38
Plate-forme pour gaz naturel - double	32	6	38
Pipe-line off-shore, pétrole/gaz	11	4	15
Usine à gaz côtière	35	5	40
Pipe-line côtier, pétrole et gaz - installé selon besoins			

Remarques relatives au tableau 21

- 1 Dans le cas du golfe du Saint-Laurent, à cause des distances plus courtes en moyenne, en hélicoptère, les chiffres cités dans le tableau relativement au nombre d'emplois directs doivent être réduits, dans chaque rubrique d'activité, de la façon suivante: 4 pour 1 année-forage; 8 pour 2 années-forage; 14 pour 4 années-forage et 23 pour 8 années-forage.
- 2 Les travaux de construction durent 18 mois, pendant lesquels 561 hommes sont employés. Ce chiffre a été ramené à une période d'un an, tel qu'indiqué dans le tableau, de manière à ce que la présentation des rubriques d'activités soit uniforme.
- 3 Le travail dure 18 mois et emploie 711 hommes pendant cette période de temps. Appliqué à un an, ce chiffre devient 1,066.
- 4 150 hommes pendant un an. Dans l'analyse des coûts, il est tenu pour acquis que cette main-d'oeuvre ne vient pas de la région, puisque les entreprises sont établies au Texas ou en Louisiane, mais l'analyse de l'emploi indique que sur 150 employés, 50 seraient de la région.
- 5 Le forage de développement dure normalement plus d'un an. Les chiffres d'années-hommes sont donnés pour toute la durée des opérations et sont ramenés, dans les simulations, à une année.
- 6 Le travail dure 18 mois, et crée 311 emplois pendant cette période de temps. Appliqué à un an, le nombre d'emplois est de 466.
- 7 Emplois pour la période de construction seulement, c'est-à-dire trois mois. Dans les simulations, la construction de trois navires représente le travail d'un an. Les données, dans les simulations, sont établies proportionnellement au nombre de navires construits, s'il est inférieur au nombre donné.
- 8 Emplois pour la période de construction: trois mois; établis proportionnellement dans les simulations.
- 9 De ce nombre d'emplois, près de 100 sont créés dans les domaines de la fabrication du béton et du revêtement des conduites. Répartie sur un an, la pose des conduites, pour sa part, dure en fait cinq ou six mois, soit la fin du printemps, l'été et le début de l'automne.
- 10 De ce nombre d'emplois, environ 350 sont dans le domaine de la fabrication du béton et du revêtement des conduites. Dans le cas de la pose des conduites, une année-homme représente cinq ou six mois.
- 11 Construction: un an.

3. Simulations

Après l'établissement des rubriques d'activités, on en arrivait à la phase suivante: imaginer des exploitations de pétrole et de gaz qui soient vraisemblables. Parmi les nombreuses combinaisons des activités d'exploration, de construction et de production, dans une période de temps donnée, un certain nombre d'exploitations de pétrole et de gaz représentatives de l'ensemble furent choisies. Ces combinaisons arbitraires de rubriques d'activités sont appelées des simulations. Chaque simulation porte sur la période de 1972 à 1985.

Dix-neuf simulations ont été établies, chacune d'entre elles réunissant un groupe de rubriques d'activités qui se déroulent en un temps déterminé, et sont soumises à des variations quant à l'importance des ressources sur lesquelles elles s'appuient.

Série A.1 Plateau conti- nental de la Nouvelle-Écosse	A.1.1	Champ pétrolifère minimal (seuil pétrolier) (réserve de 100 millions de barils)
	A.1.2	Champ pétrolifère moyen (réserve de 400 millions de barils)
	A.1.3	Champ pétrolifère important (réserve de 2 milliards de barils)
	A.1.4	Gisement minimal de gaz naturel (réserve de 12 billions de pieds cubes)
	A.1.5	Gisement important de gaz naturel (réserve de 25 billions de pieds cubes)
Série A.2 Golfe du Saint-Laurent	A.2.1	Champ pétrolifère minimal (réserve de 100 millions de barils)
	A.2.2	Champ pétrolifère moyen (réserve de 400 millions de barils)
	A.2.3	Champ pétrolifère important (réserve de 2 milliards de barils)
	A.2.4	Gisement minimal de gaz naturel (réserve de 12 billions de pieds cubes)
	A.2.5	Gisement important de gaz naturel (réserve de 25 billions de pieds cubes)
Série A.3 Grands Bancs	A.3.1	Champ pétrolifère minimal (réserve de 100 millions de barils)
	A.3.2	Champ pétrolifère moyen (réserve de 400 millions de barils)
	A.3.3	Champ pétrolifère important (réserve de 2 milliards de barils)
	A.3.5	Gisement important de gaz naturel (réserve de 25 billions de pieds cubes); les seuils maximaux et minimaux sont les mêmes, par conséquent, il n'y a pas de modèle A.3.4
Exploration sans développement	A.4	Exploration sans développement, à trois endroits, A.1, A.2, A.3.

Série B
Labrador

B.1 Exploration sans développement
B.2 Pétrole (réserve de 2 milliards de barils)
B.3 Gaz (réserve de 25 billions de pieds cubes)

Série C
Enveloppe de
trois simu-
lations

Enveloppe contenant trois simulations
a) Simulation A.1.1 avec découverte en 1972
suivie de b) Simulation A.3.5 avec découverte en 1976
suivie de c) Simulation A.1.1 avec découverte en 1981.

Une série de schémas ont été élaborés afin d'organiser et d'analyser les simulations:

- a) un plan physique servant à indiquer quelles sont les rubriques d'activités qui se présentent et à quel moment de la période 1972-1985 elles se déroulent;
- b) un schéma des coûts des rubriques d'activités décrites dans le plan physique;
- c) un schéma de la répartition des dépenses entre les provinces de l'Atlantique;
- d) un schéma de l'attribution des emplois créés par chaque simulation, en années-hommes, à chacune des provinces de l'Atlantique.

Pour chacune des séries de simulations du groupe "A", et pour la simulation "C", les quatre plans ont été élaborés, ainsi que des documents de travail pour l'application du coefficient de multiplication, et les multiplicateurs appliqués aux rubriques d'activités; d'autres documents pour l'évaluation des facteurs d'inflation et les estimations de la main-d'oeuvre affectée à l'emploi direct.

Pour la première étape de la synthèse de cette information, il a été décidé que cinq catégories de données seraient recueillies à partir de chacune des simulations et pour chaque année de ces simulations, soit:

- a) dépenses totales par province et dépenses provinciales exprimées en pourcentage des dépenses totales (pour chaque modèle, chaque année);
- b) le coût total de chaque simulation, par rubrique d'activité (exploration, établissement, production), en dollars et en pourcentage (pour chaque modèle, chaque année);
- c) le coût total multiplié par type d'activité dans la région, en ajoutant le revenu multiplié provenant de chacun des trois types de rubriques d'activités; des multiplicateurs moyens, par rubrique d'activité, ont été utilisés pour chaque simulation, chaque année;

- d) emploi direct total et proportion d'emploi induit, par province, pour chaque simulation et chaque année;
- e) emploi direct total et proportion d'emploi induit, par rubrique d'activité d'exploration, d'établissement et de production, pour chaque simulation, chaque année.

4. Plans physiques des simulations

Étant donné que certains renseignements contenus dans les plans sont confidentiels, ils ne peuvent être indiqués en détail dans ce rapport. Toutefois, les plans physiques sont communiqués en détail dans les pages qui suivent, pour indiquer le développement des activités prévues pendant la période de temps déterminée pour chaque modèle.

Il faut remarquer que les simulations relatives à la côte du Labrador (série B) ne sont pas comprises dans les plans physiques, ni dans les analyses qui suivent. Ces simulations se sont révélées si différentes des simulations relatives aux autres régions, et les délais qui leur sont assignés sont si longs, que l'analyse générale effectuée pour les autres simulations n'est pas jugée significative pour cette série. Le paragraphe f) du chapitre 2 indique quelques détails relatifs aux simulations pour la côte du Labrador.

5. Analyse des coûts par province

Le tableau 22 indique le coût total des simulations par province, pour toute la durée de chaque simulation, la répartition du coût total entre les provinces pour la simulation, et la répartition de ce coût par province, en pourcentage.

Il est intéressant de noter que les trois simulations de gisements importants de gaz naturel sont celles qui entraînent les dépenses les plus importantes; les sommes dépensées atteignent \$3.6 milliards dans le golfe du Saint-Laurent (A.2.5), \$4 milliards sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse (A.1.5) et \$4.2 milliards sur les Grands Bancs (A.3.5). Une grande partie de ces sommes est affectée à l'installation de pipelines, mais les chiffres cités ne comprennent que les sommes dépensées à cette fin dans la région. Par opposition, le coût de la simulation d'une exploitation sans développement (A.4) représente 1/10 environ du coût des autres simulations.

Dans chaque région, les simulations de gisements importants de gaz naturel sont plus coûteuses que les simulations pour les champs pétrolifères importants. Sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, les dépenses d'exploitation d'un champ pétrolifère important sont de \$3 milliards, tandis que le coût de la simulation d'un gisement important de gaz naturel atteint \$4 milliards. Dans le golfe du Saint-Laurent, la simulation d'un champ pétrolifère important coûte \$2.8 milliards par opposition à \$3.6 milliards pour le gaz, et sur les Grands Bancs la différence entre les deux est de \$1.2 milliard.

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.1.1 - Seuil pétrolier sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	3	4	4	3	3	2	1	-	-	-	-	-	-	22
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
- Grands Bancs	1	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Total	4	6	7	7	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	34

CONSTRUCTION

Équipement d'exploration	-	1 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Plate-forme de production - importée	-	1 CO	-	1 MI	1 DD	1 PR	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Navires de ravitaillement	-	3 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4

PRODUCTION

Plate-forme de production	-	-	-	-	-	SPL	9 SPL								
---------------------------	---	---	---	---	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.1.2 - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse: champ pétrolifère moyen

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	3	4	5	7	9	9	9	5	2	2	-	-	-	57
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	7
- Grands Bancs	1	2	2	2	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	11
- Total	4	6	7	8	10	11	11	9	5	2	2	-	-	-	75

CONSTRUCTION

Équipement d'exploration	-	1 NE	1 NB	1 NE	1 TN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Plates-formes de production - importées	-	1 CO	-	1 MI	1 DD	1 PR	-	-	-	-	-	-	-	-	1
- locales	-	-	-	+1 CO-NE +1 CO-NB	-	2 MI	2 DD	2 PR	-	-	-	-	-	-	2
Navires de ravitaillement	-	3 NE	1 NE	3 TN	3 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Pipe-line off-shore (18")	-	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-

PRODUCTION

Plates-formes de production	-	-	-	-	-	SPL	SPL	+SPL +DPL	9 SPL 7 DPL							
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	-	OM	7 OM							

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.1.3 - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse: champ pétrolifère important

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total	
<u>EXPLORATION</u>																
Années-forage - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	3	6	8	10	13	15	15	12	9	6	3	1	-	103	
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	6	
- Grands Bancs	1	2	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10	
- Total	4	6	9	11	13	15	15	15	12	9	6	3	1	-	119	
<u>CONSTRUCTION</u>																
Équipement d'exploration	-	1 NE	+1 NE	+1 NE	+1 NE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	
Plates-formes de production - importées	-	-	+1 NB	+1 NB	+1 NB	2 MI	2 PR	2 PR	-	-	-	-	-	-	4	
- locales	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	+2 DD	+2 DD	2 PR	2 DD	+1 MI	+1 DD	1 PR	-	-	3	
Navires de ravitaillement	1 NE	3 NE	+3 NB	3 NB	+3 NB	3 NE	-	-	-	-	-	-	-	-	22	
Autres navires (remorqueurs)	-	-	+3 TN	1 NB	+3 TN	1 NE	1 NE	-	-	-	-	-	-	-	5	
Pipe-line off-shore et collecteur	-	-	-	-	+1 IPE	+1 IPE	PLC	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	
Pipe-line côtier	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<u>PRODUCTION</u>																
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	DPL	2 DPL	3 DPL	+3 DPL	+1 SPL	+3 DPL	+1 SPL	+3 DPL	+1 SPL	+21 DPL
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.1.4 - Gisement minimal de gaz naturel sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	3	4	4	6	7	5	3	1	-	-	-	-	-	35
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
- Grands Bancs	1	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Total	4	6	7	7	7	7	5	3	1	-	-	-	-	-	47
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	1 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Plates-formes de production - importées	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	+2 MI	+2 DD	2 PR	-	-	-	-	-	-	4
- locales	-	-	-	-	+1 CO-NE	+2 DD	+2 PR	2 MI	2 DD	2 PR	-	-	-	-	2
Navires de ravitaillement	-	3 NE	-	3 TN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	+1 NB	+1 NE	+1 IPE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	5
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	PLC	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-
Pipe-line côtier	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	1 NE	-	-	-	-	-	-	-	-	1
<u>PRODUCTION</u>															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	DPL	2 DPL	3 DPL	21 DPL					
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	OM	8 OM							
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	OM	8 OM							
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	OM	8 OM							

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.1.5 - Gisement maximal de gaz naturel sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
EXPLORATION															
Années-forage - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	3	6	8	10	13	15	15	12	9	6	3	1	0	103
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	6
- Grands Bancs	1	2	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10
- Total	4	6	9	11	13	15	15	15	12	9	6	3	1	0	119
CONSTRUCTION															
Équipement d'exploration	-	+1 NE +1 NB	1 TN	+1 TN	+1 NE +1 TN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Plates-formes de production - importées	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	+2 CO +2 MI +2 DD	+2 PR +2 DD	+2 PR +2 MI	+2 DD +2 PR	-	-	-	-	-	6
- locales	-	-	-	-	-	+1 CO-NE +1 CO-NB	-	+1 CO-NE +2 CO-NB +1 CO-TN +2 MI	2 DD	+4 MI +2 PR	4 DD	4 PR	-	-	6
Navires de ravitaillement	3 NE	3 NE	+3 NB +3 TN	3 NE	3 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	1 NE	+1 NB +1 IPE	+1 NE +1 TN	1 IPE	-	-	-	-	-	-	-	6
Pipe-line côtier	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	PLC	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	1 NE	-	-	-	-	-	-	-	-	1
PRODUCTION															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	1 DPL	2 DPL	2 DPL	4 DPL	4 DPL	6 DPL	6 DPL	6 DPL	31 DPL
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
NE - Nouvelle-Écosse	CO - Construction commandée					PLC - Construction de pipe-line									
NB - Nouveau-Brunswick	MI - Assemblée et installée					OM - Exploitation et entretien (du									
IPE - Île-du-Prince-Édouard	DD - Forage de développement					pipe-line ou de l'usine à gaz)									
TN - Terre-Neuve	PR - Production					S/DPL - Plate-forme simple/double									

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.2.1 - Golfe du Saint-Laurent: champ pétrolifère minimal

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Golfe du Saint-Laurent	1	2	4	4	4	3	2	1	-	-	-	-	-	-	21
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
- Grands Bancs	1	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Total	4	6	7	7	5	3	2	1	-	-	-	-	-	-	35
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	1 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Plate-forme de production - importée	-	1 CO	-	1 MI	1 DD	1 PR	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Navires de ravitaillement	3 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
<u>PRODUCTION</u>															
Plate-forme de production	-	-	-	-	-	SPL	9 SPL								

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.2.2 - Golfe du Saint-Laurent: champ pétrolifère moyen

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Golfe du Saint-Laurent	1	2	4	5	7	8	9	9	5	2	2	-	-	-	54
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	9
- Grands Bancs	1	2	2	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	12
- Total	4	6	7	8	10	11	11	9	5	2	2	-	-	-	75
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	1 NE	+1 NB +1 TN	1 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Plates-formes de production - importées	-	1 CO	-	1 MI	1 DD	1 PR	-	-	-	-	-	-	-	-	1
- locales	-	-	-	+1 CO-NE +1 CO-NB	-	2 MI	2 DD	2 PR	-	-	-	-	-	-	2
Navires de ravitaillement	-	3 NB	3 NE	2 NB	2 TN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-
<u>PRODUCTION</u>															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	SPL	SPL	+SPL +DPL	+9 +7 SPL DPL						
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	-	OM	7 OM						

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.2.3 - Golfe du Saint-Laurent: champ pétrolifère important

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Golfe du Saint-Laurent	1	2	6	8	10	13	15	15	12	9	6	3	1	-	101
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Grands Bancs	1	2	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10
- Total	4	6	9	11	13	15	15	15	12	9	6	3	1	-	119
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	+1 NE +1 NB	1 NE	1 NB +1 TN	1 NE +1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Plates-formes de production - importées	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	+2 MI +2 DD	2 DD +2 PR	2 PR	-	-	-	-	-	-	4
- locales	-	-	-	-	+1 CO-NE +1 CO-NB	1 CO-NB	2 MI	+1 MI +2 DD	+1 DD +2 PR	1 PR	-	-	-	-	3
Navires de ravitaillement	1 NB	3 NE	+3 NB +3 TN	+3 NE +3 NB	3 TN	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	1 NB	+1 NB +1 IPE	+1 NB +1 IPE	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	PLC	PLC	PLC	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-
Pipe-line côtier	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>PRODUCTION</u>															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	DPL	2 DPL	3 DPL	+3 DPL +1 SPL	+21 DPL +5 SPL				
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
<p>NE - Nouvelle-Écosse NB - Nouveau-Brunswick IPE - Île-du-Prince-Édouard TN - Terre-Neuve</p> <p>CO - Construction commandée MI - Assemblée et installée DD - Forage de développement PR - Production</p> <p>PLC - Construction de pipe-line OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz) S/DPL - Plate-forme simple/double</p>															

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.2.4 - Gisement minimal de gaz naturel dans le golfe du Saint-Laurent

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Golfe du Saint-Laurent	1	2	4	4	6	7	5	3	1	-	-	-	-	-	33
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
- Grands Bancs	1	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Total	4	6	7	7	7	7	5	3	1	-	-	-	-	-	47
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	1 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Plates-formes de production - importées	-	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	+2 MI	+2 DD	2 PR	-	-	-	-	-	4
- locales	-	-	-	-	-	+1 CO-NE	-	2 MI	2 DD	2 PR	-	-	-	-	2
Navires de ravitaillement	-	3 NB	-	3 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	2 NB	+1 NB	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	5
					+1 IPE										
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	PLC	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>PRODUCTION</u>															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	-	DPL	2 DPL	3 DPL	18 DPL				
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	-	OM	7 OM						
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	-	OM	7 OM						
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	-	OM	7 OM						

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.2.5 - Gisement important de gaz naturel dans le golfe du Saint-Laurent

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
EXPLORATION															
Années-forage - Golfe du Saint-Laurent	1	2	6	8	10	13	15	15	12	9	6	3	1	-	101
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Grands Bancs	1	2	2	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10
- Total	4	6	9	11	13	15	15	15	12	9	6	3	1	-	119
CONSTRUCTION															
Équipement d'exploration	-	+1 NB +1 NE	+1 NB +1 TN	+1 NE +1 TN	+1 NE +1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
Plates-formes de production - importées	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	+2 CO +2 MI +2 DD	+2 PR +2 DD	+2 PR +2 MI	2 DD	2 PR	-	-	-	-	6
- locales	-	-	-	-	-	+1 CO-NE +1 CO-NB	-	+2 CO-NB +1 CO-NE +1 CO-TN +2 MI	2 DD	+4 MI +2 PR	4 DD	4 PR	-	-	6
Navires de ravitaillement	2 NB	3 NE	+3 NB +3 TN	3 NE	3 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	1 IPE	+1 NE +1 NB	+1 IPE +1 NB	1 NE	-	-	-	-	-	-	-	6
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-
Pipe-line côtier	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PRODUCTION															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	DPL	2 DPL	2 DPL	4 DPL	4 DPL	6 DPL	6 DPL	6 DPL	31 DPL
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	8 OM
NE - Nouvelle-Écosse	CO - Construction commandée						PLC - Construction de pipe-line								
NB - Nouveau-Brunswick	MI - Assemblée et installée						OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)								
IPE - Île-du-Prince-Édouard	DD - Forage de développement						S/DPL - Plate-forme simple/double								
TN - Terre-Neuve	PR - Production														

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.3.1 - Grands Bancs: champ pétrolifère minimal

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Grands Bancs	1	3	5	5	5	3	2	1	-	-	-	-	-	-	25
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
- Total	4	6	7	7	5	3	2	1	-	-	-	-	-	-	35
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	1 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Plate-forme de production - importée	-	1 CO	-	1 MI	1 DD	1 PR	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Navires de ravitaillement	-	3 NE	1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
<u>PRODUCTION</u>															
Plate-forme de production	-	-	-	-	-	SPL	9 SPL								

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.3.2 - Grands Bancs: champ pétrolifère moyen

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Grands Bancs	1	3	5	6	8	9	9	9	5	2	2	-	-	-	59
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	9
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	7
- Total	4	6	7	8	10	11	11	9	5	2	2	-	-	-	75
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	1 NE +1 TN	1 NB	1 NE +1 TN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Plates-formes de production - importées	-	1 CO	-	1 MI	1 DD	1 PR	-	-	-	-	-	-	-	-	1
- locales	-	-	-	1 CO-NE +1 CO-NB	-	2 MI	2 DD	2 PR	-	-	-	-	-	-	2
Navires de ravitaillement	-	3 TN	3 NE	3 TN	3 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
<u>PRODUCTION</u>															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	SPL	SPL	+SPL +DPL	9 SPL +7 DPL						

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.3.3 - Grands Bancs: champ pétrolifère important

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Grands Bancs	1	3	7	9	11	13	15	15	12	9	6	3	1	-	105
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	6
- Total	4	6	9	11	13	15	15	15	12	9	6	3	1	-	119
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	+1 NE +1 NB	1 TN +1 NE	1 NB +1 TN	1 NE +1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
Plates-formes de production - importées	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	+2 DD +2 MI	+2 PR +2 DD	2 PR	-	-	-	-	-	-	4
- locales	-	-	-	-	2 CO-TN	1 CO-TN	2 MI	+2 DD +1 MI	+2 PR +1 DD	1 PR	-	-	-	-	3
Navires de ravitaillement	3 NE	3 TN	+3 NB +3 TN	3 NE	+3 NB +3 TN	3 NE	-	-	-	-	-	-	-	-	24
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	1 NE	+1 TN +1 IPE	+1 NB +1 TN	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Emmagasinage off-shore	-	-	-	1 CO-TN	-	1 MI	-	-	-	-	-	-	-	-	1
<u>PRODUCTION</u>															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	DPL	2 DPL	3 DPL	+3 DPL +1 SPL	3 DPL +1 SPL	+3 DPL +1 SPL	3 DPL +1 SPL	3 DPL +1 SPL	21 DPL +5 SPL

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulations A.3.4 et A.3.5 - Gisement minimal et gisement important de gaz naturel
sur les Grands Bancs (voir hypothèses)

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Grands Bancs	1	3	7	9	11	13	15	15	12	9	6	3	1	-	105
- Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	8
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	6
- Total	4	6	9	11	13	15	15	15	12	9	6	3	1	-	119
<u>CONSTRUCTION</u>															
Équipement d'exploration	-	+1 NE +1 NB	+1 NE +1 TN	+1 NB +1 TN	+1 NE +1 NB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8
Plates-formes de production - importées	-	-	-	2 CO	2 CO	2 MI	-2 CO +2 MI +2 DD	+2 DD +2 PR	+2 MI +2 PR	2 DD	2 PR	-	-	-	6
- locales	-	-	-	-	+1 CO-NB +1 CO-TN	+1 CO-NB +1 CO-TN	+1 CO-NB +1 CO-TN +2 MI	+2 MI +2 DD	+2 MI +2 DD +2 PR	+2 DD +2 PR	2 PR	-	-	-	6
Navires de ravitaillement	3 NE	+3 NB +3 TN	3 NE	3 NB	3 TN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	-	1 TN	+1 NE +1 IPE	+1 TN +1 NB	1 IPE	-	-	-	-	-	-	6
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	PLC	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	PLC	-	-	-	-	-	-	-	-
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	1 TN	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>PRODUCTION</u>															
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	-	-	DPL	3 DPL	5 DPL	6 DPL	6 DPL	6 DPL	6 DPL	33 DPL
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	7 OM
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	7 OM
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	OM	7 OM
NE - Nouvelle-Écosse	CO - Construction commandée					PLC - Construction de pipe-line									
NB - Nouveau-Brunswick	MI - Assemblée et installée					OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)									
IPE - Île-du-Prince-Édouard	DD - Forage de développement					S/DPL - Plate-forme simple/double									
TN - Terre-Neuve	PR - Production														

PLAN PHYSIQUE

Simulation A.4 - Exploration sans développement

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Total
<u>EXPLORATION</u>															
Années-forage - Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	2	2	2	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10
- Golfe du Saint-Laurent	1	1	2	2	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	9
- Grands Bancs	2	2	3	3	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
- Total	5	5	7	7	4	2	1	-	-	-	-	-	-	-	31

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

PLAN PHYSIQUE

Simulation C - Simulation multiple

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	Total
<u>EXPLORATION (années-forage)</u>																		
Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	2	3	4	4	3	3	2	2	1	1	3	4	4	3	3	2	1	45
Grands Bancs	1	2	2	2	1	3	6	9	11	13	15	15	12	9	6	3	1	111
Golfe du Saint-Laurent	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Total	4	6	7	7	5	7	9	11	12	14	18	19	16	12	9	5	2	163
<u>CONSTRUCTION</u>																		
Équipement d'exploration	-	1 NE	1 NB	-	-	+1 NE +1 NB	+1 NE +1 TN	+1 NB +1 TN	+1 NE +1 NB	-	1 NB 1 NE	-	-	-	-	-	-	12
Plates-formes de production - importées	-	1 CO	-	1 MI	1 DD	1 PR	-	2 CO	2 CO	2 MI	3 CO +2 MI +2 DD	2 PR +2 DD	2 PR +3 MI	3 DD	3 PR	-	-	-
- locales	-	-	-	-	-	-	-	-	+1 CO-NB +1 CO-TN	+1 CO-NB +1 CO-TN	+1 CO-NB +1 CO-TN +2 MI	2 DD +2 MI	2 PR +2 DD +2 MI	+2 PR +2 DD	2 PR	-	-	6
Navires de ravitaillement	-	3 NE	1 NB	-	3 NE	+3 NB +3 TN	3 NE	3 NB	3 TN	-	3 NE	-	-	-	-	-	-	25
Autres navires (remorqueurs)	-	-	-	-	-	-	-	-	1 TN	1 NE +1 IPE	1 TN +1 NB	1 IPE	-	-	-	-	-	6
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	PLC	PLC	PLC	PLC	-	-	-	-	-
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	-	-	-	PLC	PLC	-	-	-	-	-	-	-
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 TN	-	-	-	-	-	-	1
<u>PRODUCTION</u>																		
Plates-formes de production	-	-	-	-	-	SPL	SPL	SPL	SPL	SPL	SPL	SPL +DPL	SPL +3 DPL	SPL +4 DPL	SPL +6 DPL	SPL +6 DPL	SPL +6 DPL	SPL +26 DPL
Pipe-line off-shore	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	6 OM
Pipe-line côtier	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	6 OM
Usine à gaz côtière	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	OM	OM	OM	OM	OM	OM	6 OM

NE - Nouvelle-Écosse
 NB - Nouveau-Brunswick
 IPE - Île-du-Prince-Édouard
 TN - Terre-Neuve

CO - Construction commandée
 MI - Assemblée et installée
 DD - Forage de développement
 PR - Production

PLC - Construction de pipe-line
 OM - Exploitation et entretien (du pipe-line ou de l'usine à gaz)
 S/DPL - Plate-forme simple/double

TABLEAU 22

Coût total des simulations par province, en dollars et en pourcentage

Simulation	Coût total pour toute la durée \$000	Coût par province				Pourcentage par province			
		N.-É.	N.-B.	Î.-P.-É.	T.-N.	N.-É.	N.-B.	Î.-P.-É.	T.-N.
		\$000	\$000	\$000	\$000	%	%	%	%
A.1.1	630,122	449,608	44,233	24,411	111,870	71.4	7.0	3.9	17.8
A.1.2	1,645,359	1,309,873	97,805	47,032	190,649	79.6	5.9	2.8	11.6
A.1.3	3,000,079	2,586,119	169,934	45,119	198,907	86.2	5.7	1.5	6.6
A.1.4	1,940,211	1,449,569	338,457	30,853	121,332	74.7	17.4	1.6	6.2
A.1.5	3,969,041	3,275,546	423,949	45,339	224,207	82.5	10.7	1.1	5.6
A.2.1	620,493	101,295	213,575	193,753	111,870	16.3	34.4	31.2	18.0
A.2.2	1,602,702	192,628	641,208	566,933	201,933	12.0	40.0	35.4	12.6
A.2.3	2,834,736	203,151	1,314,879	1,135,750	180,956	7.2	46.4	40.1	6.4
A.2.4	1,729,006	112,366	887,029	617,741	111,870	6.5	51.3	35.7	6.8
A.2.5	3,639,902	227,196	1,788,890	1,440,050	183,766	6.2	49.1	39.6	5.0
A.3.1	655,400	101,295	41,275	24,410	488,420	15.4	6.3	3.7	74.5
A.3.2	1,670,002	192,628	97,805	47,032	1,332,537	11.5	5.8	2.8	79.8
A.3.3	2,961,948	191,322	113,910	41,971	2,614,745	6.4	3.8	1.4	88.3
A.3.5	4,161,503	180,357	171,200	45,780	3,764,166	4.3	4.1	1.1	90.4
A.4	423,035	135,785	59,450	59,449	168,341	32.1	14.0	14.0	39.8
C	5,348,491	968,911	264,558	51,761	4,063,261	18.1	4.9	1.0	76.0

Pour les simulations de gisements sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, les sommes dépensées en Nouvelle-Écosse atteignent le pourcentage le plus élevé; pour les simulations de gisements dans le golfe du Saint-Laurent, le pourcentage maximal des dépenses ira au Nouveau-Brunswick et à l'Île-du-Prince-Édouard; enfin pour les simulations des gisements sur les Grands Bancs, le pourcentage le plus élevé ira à Terre-Neuve. Il faut également noter que, même dans le cas des simulations dans le golfe du Saint-Laurent et sur les Grands Bancs, la Nouvelle-Écosse est relativement plus favorisée que les autres provinces. Ceci est dû à la participation plus avancée et plus importante de cette province à toutes les activités d'établissement supposées dans les simulations.

De plus, il semble évident que l'activité industrielle dans une province, au chapitre des dépenses, est directement proportionnelle à l'importance du coût de la simulation. Par exemple, sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, dans les simulations A.1.5 (gisement de gaz important) et A.1.3 (champ pétrolifère important), 82.5 p. 100 et 86.2 p. 100 des dépenses respectives vont à la Nouvelle-Écosse, tandis que ces pourcentages, dans le cas de trois simulations moins importantes, n'ont été que de 71.4 p. 100 et 79.6 p. 100. Les deux simulations de gisements importants sur les Grands Bancs ont effectué 90.4 p. 100 et 88.3 p. 100 de leurs dépenses à Terre-Neuve, mais les deux plus petites simulations ont accusé des pourcentages moindres. Le régime n'est pas aussi accusé dans le golfe du Saint-Laurent, parce que le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard bénéficient des dépenses principales.

6. Analyse des dépenses par rubrique d'activité

Le tableau 23 indique, pour chaque simulation, la répartition des dépenses entre les phases d'exploration, d'établissement et de production.

Ce tableau démontre que l'exploration comporte un pourcentage des dépenses totales plus important dans le cas du pétrole que dans le cas du gaz naturel. Sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, les trois simulations pour le pétrole consacrent respectivement 75.5 p. 100, 70.4 p. 100 et 64.4 p. 100 des dépenses totales à la phase d'exploration, tandis que dans le cas des deux simulations pour le gaz ce pourcentage varie entre 35.5 p. 100 et 48.6 p. 100. Dans les deux autres régions, on retrouve des différences aussi importantes.

Sauf dans le cas d'une simulation d'un gisement de gaz (A.1.4, gisement minimal de gaz sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse), le pourcentage des dépenses totales consacrées à l'exploration est constamment plus important que celui des dépenses d'établissement et de production. Et même, dans toutes les simulations de champs pétrolifères, il est plus élevé que les deux autres ensemble. En dépit du fait que ces simulations ne couvrent qu'une période de quatorze ans, et que la production commence en général lorsque la moitié de cette période est écoulée, ou un peu plus tôt dans certains cas, les données du tableau 23 indiquent que les répercussions d'une exploitation off-shore, pour ce qui est des dépenses, ne

sont pas plus marquées pendant la phase de production. Les répercussions s'exercent d'abord dans la phase d'exploration, puis dans la phase d'établissement, sans égard à l'importance de la simulation, qu'il s'agisse de pétrole ou de gaz. Ceci se vérifie particulièrement dans le cas des simulations en enveloppe.c), où la production représente 5.9 p. 100 des dépenses et l'exploration plus de la moitié, soit 54.1 p. 100.

7. Emploi direct par province

Le tableau 24 indique la répartition provinciale en nombre et en pourcentage de l'emploi direct en années-hommes créé par chaque simulation.

Les simulations de gisements importants de gaz naturel créent le plus grand nombre d'emplois directs, soit une moyenne de 2,900 à 3,600 emplois pour les quatorze années de la simulation. Dans les simulations de champs pétrolifères peu importants, le nombre d'emplois directs se situe entre 625 et 650. Ces chiffres ne sont pas très élevés, si l'on considère l'importance des sommes dépensées. Toutefois, ce sont les activités d'établissement, notamment la construction d'équipement et de plates-formes de forage et l'installation de pipe-lines qui créent le plus grand nombre d'emplois. Dans les simulations, la période active de la construction va de pair avec les coûts maximaux des forages d'exploration. Après ces activités, il ne subsiste qu'un petit nombre d'emplois directs permanents. Par conséquent, on peut en conclure que l'industrie pétrolière ne modifiera que très peu la situation du chômage dans la région.

La plus grande part des emplois créés rejaille sur la province où se déploie la plus grande activité. Sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, la simulation qui entraîne le plus grand nombre d'emplois en Nouvelle-Écosse est la simulation d'un champ pétrolifère important (A.1.3). Dans le golfe du Saint-Laurent, la simulation qui occasionne la plus importante concentration de l'emploi au Nouveau-Brunswick et à l'Île-du-Prince-Édouard est la simulation d'un gisement minimal de gaz naturel (A.2.4). Sur les Grands Bancs, la simulation équivalente est celle d'un gisement de gaz important (A.3.5).

8. Emploi direct par rubrique d'activité

Le tableau 25 indique la répartition de l'emploi direct, par simulation, entre l'exploration, l'établissement et la production. La plupart des simulations indiquent que l'emploi direct est créé surtout au cours de la phase d'exploration, bien que la phase d'établissement y soit pour une large part dans les simulations de gisements importants de pétrole et de gaz.

L'emploi à la production est relativement minime. Par conséquent, il est nécessaire de maximiser les avantages de la phase d'établissement, puisque l'emploi permanent à la production est négligeable.

TABLEAU 23

Coût total de chaque simulation par rubrique d'activité, en dollars et en pourcentage

Simulation	Coût total pour toute la durée \$000	Répartition par rubrique					
		Frais d'exploration		Frais d'établissement		Frais de production	
		\$000	%	\$000	%	\$000	%
A.1.1	630,122	475,888	75.5	67,063	10.6	87,171	13.8
A.1.2	1,645,359	1,157,619	70.4	257,434	15.6	230,306	14.0
A.1.3	3,000,079	1,930,719	64.4	584,367	19.5	484,993	16.2
A.1.4	1,940,211	688,560	35.5	766,118	39.5	485,533	25.0
A.1.5	3,969,041	1,930,719	48.6	1,188,395	29.9	849,927	21.4
A.2.1	620,493	468,466	75.5	67,063	10.8	84,964	13.7
A.2.2	1,602,702	1,100,424	68.7	275,830	17.2	226,448	14.1
A.2.3	2,834,736	1,815,803	64.0	539,727	19.0	479,206	16.9
A.2.4	1,729,006	656,646	38.0	629,033	36.4	443,329	25.6
A.2.5	3,639,902	1,789,689	49.2	1,094,816	30.1	755,397	20.8
A.3.1	655,400	499,384	76.2	68,083	10.4	87,933	13.4
A.3.2	1,670,002	1,184,175	70.9	255,798	15.3	230,029	13.8
A.3.3	2,961,948	1,979,412	66.8	502,131	17.0	480,405	16.2
A.3.5	4,161,503	1,979,414	47.6	1,357,554	32.6	824,535	19.8
A.4	423,025	423,025	100.0	-	-	-	-
C	5,348,491	2,891,023	54.1	2,139,673	40.0	317,795	5.9

TABLEAU 24

Répartition provinciale de l'emploi direct par simulation, en nombre et en pourcentage

Simu- lation	Nombre total d'années-hommes par simulation	Par province, en nombre				Par province, en pourcentage			
		N.-É.	N.-B.	Î.-P.-É.	T.-N.	N.-É.	N.-B.	Î.-P.-É.	T.-N.
		N.	N.	N.	N.	%	%	%	%
A.1.1	8,762	5,525	1,335	390	1,512	63.2	15.2	4.4	17.2
A.1.2	20,626	13,704	3,006	682	3,234	66.4	14.6	3.3	15.7
A.1.3	37,516	26,419	6,178	727	4,192	70.4	16.5	1.9	11.2
A.1.4	20,199	12,386	5,528	461	1,824	61.3	27.4	2.3	9.0
A.1.5	40,874	27,681	8,049	727	4,417	67.8	19.6	1.8	10.8
A.2.1	9,117	2,395	3,027	2,183	1,512	26.3	33.2	23.9	16.6
A.2.2	21,134	4,783	8,156	4,886	3,309	22.6	38.5	23.1	15.8
A.2.3	38,528	6,989	17,151	9,789	4,599	18.1	44.6	25.4	11.9
A.2.4	19,991	2,445	11,618	4,416	1,512	12.2	58.1	22.1	7.6
A.2.5	44,701	8,215	20,292	11,224	4,970	18.4	45.4	25.1	11.1
A.3.1	9,087	2,445	1,386	390	4,866	26.9	15.2	4.3	53.6
A.3.2	23,388	5,407	3,526	682	13,773	23.1	15.1	2.9	58.9
A.3.3	40,819	7,071	5,192	797	27,759	17.3	12.7	2.0	68.0
A.3.5	49,505	6,135	7,857	1,009	34,504	12.4	15.9	2.0	69.7
A.4	5,869	1,886	861	862	2,260	32.1	14.7	14.7	38.5
C	56,224	15,642	10,273	1,107	29,202	27.8	18.3	2.0	51.9

TABLEAU 25

Répartition régionale de l'emploi direct par rubrique d'activité, en nombre et en pourcentage

Simu- lation	Nombre total d'années-hommes en emploi direct par simulation	Par rubrique d'activité, nombre			Par rubrique d'activité, pourcentage		
		Exploration	Construction	Production	Exploration	Construction	Production
		N.	N.	N.	%	%	%
A.1.1	8,762	6,256	2,335	171	71.4	26.6	2.0
A.1.2	20,626	12,688	7,501	437	61.5	36.4	2.1
A.1.3	37,516	19,313	15,735	2,468	51.5	42.0	6.6
A.1.4	20,199	8,022	8,903	3,274	39.7	44.1	16.2
A.1.5	40,874	19,313	17,770	3,791	47.2	43.5	9.3
A.2.1	9,117	6,611	2,335	171	72.5	25.6	1.9
A.2.2	21,134	12,356	8,341	437	58.5	39.5	2.1
A.2.3	38,528	19,297	18,338	893	50.1	47.6	2.3
A.2.4	19,991	8,185	9,715	2,091	40.9	48.6	10.4
A.2.5	44,701	19,298	22,617	2,786	43.2	50.6	6.2
A.3.1	9,087	6,376	2,540	171	70.2	28.0	1.9
A.3.2	23,388	12,720	10,231	437	54.4	43.7	1.9
A.3.3	40,819	19,793	20,133	893	48.5	49.3	2.2
A.3.5	49,505	19,803	26,581	3,121	40.0	53.7	6.3
A.4	5,869	5,869	-	-	100.0	-	-
C (Enveloppe)	56,224	24,340	30,614	1,270	43.3	54.5	2.2

9. Coût total de l'emploi direct par année-homme

Le tableau 26 indique la dépense brute par année-homme pour chaque simulation.

Selon les prix courants, la dépense moyenne pour l'ensemble des simulations est de \$82,520 par année-homme d'emploi direct, pour les années 1972 à 1985. Cette moyenne n'est pas un chiffre représentatif de toutes les simulations; en effet, dans les simulations de gisements de pétrole, la dépense par année-homme est moindre que dans les simulations pour le gaz naturel. Sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse, par exemple, dans les simulations pour le pétrole, la dépense par année-homme varie entre \$71,920 et \$79,970 tandis que, dans le cas des simulations pour le gaz, elle est de \$96,050 à \$97,100. La simulation d'exploration sans développement coûte \$72,080 par année-homme, ce qui est analogue à la dépense des simulations pour les gisements minimaux de pétrole.

Dans les simulations de champs minimaux de pétrole il en coûte moins pour la création d'une année-homme d'emploi que dans les simulations de champs pétrolifères plus importants. Dans les cas où les fonds sont limités, ou lorsque la création d'emplois est, soit le seul objectif, soit l'objectif prioritaire, une série de petites exploitations serait préférable à un nombre restreint d'exploitations plus importantes.

TABLEAU 26

Coût total par année-homme, pour chaque simulation

<i>Simulation</i>	<i>Coût total</i>	<i>Nombre total d'années-hommes</i>	<i>Coût par année-homme</i> \$000
A.1.1	630,122	8,762	71.92
A.1.2	1,645,395	20,626	79.77
A.1.3	3,000,079	37,516	79.97
A.1.4	1,940,211	20,199	96.05
A.1.5	3,969,041	40,874	97.10
A.2.1	620,493	9,117	68.06
A.2.2	1,602,702	21,134	75.84
A.2.3	2,834,736	38,528	73.58
A.2.4	1,729,006	19,991	86.49
A.2.5	3,639,902	44,701	81.43
A.3.1	655,400	9,087	72.12
A.3.2	1,670,002	23,388	71.40
A.3.3	2,961,948	40,819	72.56
A.3.5	4,161,503	49,505	84.06
A.4	423,025	5,869	72.08
C	5,348,491	56,224	95.13
Moyenne			82.52

10. Emploi indirect par province

Tout au long de cette étude, l'emploi indirect est l'emploi créé par les dépenses de l'industrie du pétrole ou du gaz pour l'achat de fournitures, d'équipement et de services, plus l'emploi généré par la circulation des sommes payées en gages et en salaires aux employés directs de l'industrie. Par conséquent, l'emploi indirect comprend l'emploi connexe, indiqué au tableau 21, plus l'emploi créé par la consommation.

Il a été déterminé pour les cinq simulations indiquées ci-dessous.

TABLEAU 27

Emploi indirect créé dans les cinq simulations retenues

<i>Simulation</i>	<i>Emploi direct total en centaines d'années-hommes</i>	<i>Emploi indirect total en centaines d'années-hommes</i>	<i>Indirect/direct, proportionnellement %</i>
Seuil pétrolier Plateau continental de la Nouvelle-Écosse	88	55	63.2
Gisement minimal de gaz naturel Saint-Laurent	200	124	61.9
Champ pétrolifère important Grands Bancs	408	254	62.1
Gisement important de gaz naturel Grands Bancs	495	328	66.2
Exploration sans développement	59	37	63.1
MOYENNE	-	-	63.3

TABLEAU 28

Nombre total d'années-hommes en emploi indirect créé dans chaque simulation, par province

<i>Simula- tion</i>	<i>Emploi direct total en années- hommes</i>	<i>Proportion d'emploi indirect</i>	<i>Emploi indi- rect total en années- hommes</i>	<i>Emploi indirect total par province</i>				<i>Total de l'emploi direct et indirect en années-hommes</i>
				<i>Nouvelle- Écosse</i>	<i>Nouveau- Brunswick</i>	<i>Île-du- Prince- Édouard</i>	<i>Terre- Neuve</i>	
	N.	%	N.	N.	N.	N.	N.	N.
A.1.1	8,762	63.2	5,538	3,499	842	244	953	14,300
A.1.2	20,626	63.3*	13,056	8,669	1,906	431	2,050	33,682
A.1.3	37,516	63.3*	23,748	16,719	3,918	451	2,660	61,264
A.1.4	20,199	63.3*	12,786	7,838	3,503	294	1,151	32,985
A.1.5	40,874	63.3*	25,873	17,542	5,071	466	2,794	66,747
A.2.1	9,117	63.3*	5,771	1,518	1,916	1,379	958	14,888
A.2.2	21,134	63.3*	13,378	3,023	5,151	3,090	2,114	34,512
A.2.3	38,528	63.3*	24,388	4,414	10,877	6,195	2,902	62,916
A.2.4	19,991	61.9	12,374	1,510	7,189	2,735	940	32,365
A.2.5	44,701	63.3*	28,296	5,206	12,847	7,102	3,141	72,997
A.3.1	9,087	63.3*	5,752	1,547	874	247	3,084	14,839
A.3.2	23,388	63.3*	14,805	3,420	2,236	429	8,720	38,193
A.3.3	40,819	62.1	25,349	4,385	3,219	509	17,236	66,168
A.3.5	49,505	66.2	32,772	4,064	5,211	655	22,842	82,277
A.4	5,869	63.1	3,704	1,189	544	544	1,427	9,573

* Ce pourcentage est le rapport moyen de l'emploi indirect à l'emploi direct, indiqué au tableau 27.

Comme l'indique le tableau 28, l'emploi indirect pour chaque simulation a été calculé, à partir du rapport de l'emploi direct à l'emploi indirect, ou à défaut de celui-ci, à partir de la moyenne indiquée au tableau 27. On suppose que la répartition de l'emploi indirect entre les provinces serait la même que pour l'emploi direct (voir tableau 24).

Dans le cas de l'emploi indirect, certains chiffres indiqués au tableau 28 sont assez élevés. Mais il faut se rappeler qu'ils ont trait à l'emploi total pour chaque simulation, et que les simulations comprennent les phases d'exploration et de construction. L'emploi à la production n'est qu'une faible partie de l'emploi total (voir tableau 25). Par conséquent, lorsque les phases d'exploration et de construction s'achèvent, la diminution de l'emploi sera ressentie à la fois dans les deux secteurs d'emploi, direct et indirect.

