



COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA

ÉTUDE 83-31

RESSOURCES EN PÉTROLE ET GAZ NATUREL DU CANADA

1983

R.M. PROCTER, G.C. TAYLOR ET J.A. WADE

Canada

1984



Énergie, Mines et
Ressources Canada

Energy, Mines and
Resources Canada



This document was produced
by scanning the original publication.

Ce document est le produit d'une
numérisation par balayage
de la publication originale.

**COMMISSION GÉOLOGIQUE
ÉTUDE 83-31**

**RESSOURCES EN PÉTROLE
ET GAZ NATUREL
DU CANADA
1983**

**par R.M. PROCTER, G.C. TAYLOR
et J.A. WADE**

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1984

En vente au Canada chez:

les libraires autorisés
et d'autres libraires

En vente par la poste:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnement et Services Canada
Hull (Québec) Canada K1A 0S9

et

Commission géologique du Canada
601, rue Booth
Ottawa, Canada K1A 0E8

et

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
Commission géologique du Canada
3303, 33^e Rue N.-O.
Calgary (Alberta)
T2L 2A7

Des exemplaires de cette publication sont également
déposés dans des bibliothèques publiques du Canada

N^o de catalogue M44-83/31F
ISBN 0-660-91200-7

Canada: 4 \$
Autres pays: 4,80 \$

Prix sujet à changement sans avis préalable

Rédacteur scientifique

E.J.W. Irish

Chef de la production

L. MacLachlan

Mise en page et illustrations sous la supervision de:

J.W. Thomson
W.P. Vermette

Section de la cartographie

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière

Adresses des auteurs

J.A. Wade
Centre géoscientifique de l'Atlantique
Institut océanographique de Bedford
B.P. 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)
B2Y 4A2

R.M. Procter et G.C. Taylor
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
Commission géologique du Canada
3303, 33^e Rue N.-O.
Calgary (Alberta)
T2L 2A7

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	1
INTRODUCTION	5
RÉGIONS PÉTROLIÈRES DU CANADA	11
RESSOURCES NON CLASSIQUES	51
ÉVALUATIONS DES RESSOURCES DU CANADA	55
CONCLUSIONS	58
BIBLIOGRAPHIE	60
GLOSSAIRE	63

ILLUSTRATIONS

TABLEAUX

I	Ressources classiques en pétrole et en gaz naturel du Canada	3
II	Réserves restantes prouvées de l'Ouest canadien	14
III	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) de l'Ouest canadien	14
IV	Potentiel en pétrole et en gaz naturel au large de la côte ouest	21
V	Ressources découvertes, région de la mer de Beaufort	26
VI	Potentiel en pétrole et en gaz naturel de la région de la mer de Beaufort	26
VII	Ressources découvertes dans la région des îles de l'Arctique	30
VIII	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) de la région des îles de l'Arctique	30
IX	Ressources découvertes de la côte est	35
X	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) de la côte est	35
XI	Potentiel en pétrole et en gaz naturel (extractible) des bassins paléozoïques de l'Est canadien	47
XII	Réserves restantes et ressources découvertes au Canada (extractibles)	56
XIII	Potentiel en pétrole et en gaz naturel au Canada (extractible)	57

FIGURES

1.1	Régions pétrolières du Canada	1
1.2	Ressources en pétrole classique du Canada	2
1.3	Ressources en gaz naturel classique du Canada	2
1.4	Ressources pétrolières reconnues au Canada	2
2.1	Évaluation du potentiel pétrolier d'un bassin hypothétique	7
2.2	Gisements hypothétiques d'une situation à explorer, classés suivant le volume	7
2.3	Modèle de découverte hypothétique	8
3.1	Régions pétrolières du Canada	12
3.2	Échelle des temps géologiques	12
3.3	Carte du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	13
3.4	Position des principaux récifs, biohermes et biostromes du Dévonien	15
3.5	Coupe stratigraphique généralisée du bassin de l'Alberta	16
3.6	Distribution des faciès dans la stratigraphie carbonifère du bassin de Williston	17
3.7	Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts des Rocheuses au Sud de l'Alberta	18
3.8	Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts du Nord de la Colombie-Britannique	18
3.9	Coupe structurale du champ Bullmoose, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique	18
3.10	Subdivisions physiographiques des bassins du Nord	19
3.11	Coupe stratigraphique schématique à travers le plateau de Peel	20
3.12	Relations stratigraphiques des récifs Dévoniens de la formation de Kee Scarp	20
3.13	Positions des bassins de la côte ouest de la Colombie-Britannique	21
3.14	Coupe stratigraphique schématique à travers le détroit de la Reine-Charlotte	22
3.15	Colonne stratigraphique généralisée, détroit de la Reine-Charlotte	22
3.16	Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Tofino	23

3.17	Affleurement du fond marin, anticlinal Apollo	23
3.18	Coupe structurale schématique (sismique), bassin de Winona	23
3.19	Position des bassins d'Entremont	24
3.20	Coupe schématique transversale des terrains compris entre les dépressions de Tyaughton et de Quesnel	24
3.21	Relations stratigraphiques, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie	25
3.22	Découvertes de pétrole et de gaz, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie	25
3.23	Coupe structurale schématique, champ de gaz de Parsons Lake	27
3.24	Colonne stratigraphique généralisée, Sud du delta-péninsule de Tuktoyaktuk	27
3.25	Paléoenvironnements de la séquence de Kugmallit	28
3.26	Coupe sismique à travers le champ Tarsiut	28
3.27	Colonne stratigraphique généralisée, île Richards-mer de Beaufort	28
3.28	Relations stratigraphiques dans les îles de l'Arctique	29
3.29	Régions des îles de l'Arctique en cours d'évaluation	30
3.30	Configuration des pièges stratigraphiques dans la plate-forme	31
3.31	Colonne stratigraphique généralisée, plate-forme stable de l'Arctique	31
3.32	Pièges structuraux au-dessus et au-dessous des évaporites	32
3.33	Colonne stratigraphique généralisée, zone de plissements de l'Arctique	32
3.34	Carte structurale du groupe de Heiberg-gisement de Jackson Bay	33
3.35	Coupe sismique à travers le gisement de Jackson Bay	33
3.36	Carte-index des bassins de la côte est, indiquant l'épaisseur des sédiments du Mésozoïque et du Cénozoïque	34
3.37	Carte-index de la région du banc Georges	36
3.38	Coupe structurale à travers le banc Georges (A-A'), du bassin Scotian jusqu'au bassin du banc Georges	37
3.39	Carte-index du plateau Scotian, montrant quelques-unes des découvertes de pétrole et de gaz naturel dans les environs de l'île de Sable	37
3.40	Coupe structurale à travers le plateau Scotian (B-B')	38
3.41	Carte du champ Venture. Coupe structurale généralisée du champ de gaz Venture	39
3.42	Colonne stratigraphique généralisée, plateau Scotian	39
3.43	Carte-index des bassins des Grands Bancs (Sud), du plateau de l'Est de Terre-Neuve et du bassin de l'Est de Terre-Neuve	40
3.44	Coupe structurale à travers les sous-bassins de Whale et de Horseshoe	40
3.45	Colonne stratigraphique généralisée, plateau de l'Est de Terre-Neuve	41
3.46	Coupe structurale à travers le gisement Hibernia, montrant les principales zones pétrolifères	42
3.47	Carte du champ pétrolifère Hibernia	42
3.48	Coupe schématique est-ouest à travers le bassin de l'Est de Terre-Neuve	43
3.49	Colonne stratigraphique de la lithologie et de l'âge des sédiments traversés par le puits Blue H-28 de Texaco et al	43
3.50	Découvertes de pétrole et de gaz naturel sur le plateau du Labrador	44
3.51	Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Hopedale	44
3.52	Coupe schématique à travers le plateau du Labrador	44

3.53	Carte de la baie Baffin démontrant la profondeur du socle	45
3.54	Coupe structurale à travers la région allant du détroit de Lancaster à la baie Baffin	45
3.55	Carte-index des bassins paléozoïques de l'Est canadien	46
3.56	Coupe schématique à travers le Sud de l'Ontario	46
3.57	Carte structurale et coupe du récif de Dawn (Sud de l'Ontario)	48
3.58	Colonne stratigraphique schématique des sédiments de la plate-forme d'Hudson	49
3.59	Carte géologique et coupe structurale de la région baie d'Hudson-baie James	49
3.60	Colonne stratigraphique schématique d'un bassin type des Maritimes	50
3.61	Carte sédimentaire des bassins des Maritimes	50
4.1	Carte-index indiquant la position des sables pétrolifères, des formations étanches, des pétroles lourds et des carbonates pétrolifères	52
4.2	Coupe schématique illustrant le mécanisme de piégeage du bitume dans les sables et carbonates pétrolifères	53
4.3	Coupe schématique à travers des formations de gaz étanches, dans des roches de faible perméabilité, sous la zone aquifère	53
4.4	Carte-index des accumulations de schistes pétrolifères au Canada	54
6.1	Ressources en pétrole classique du Canada	58
6.2	Ressources en gaz naturel classique du Canada	58

RÉSUMÉ

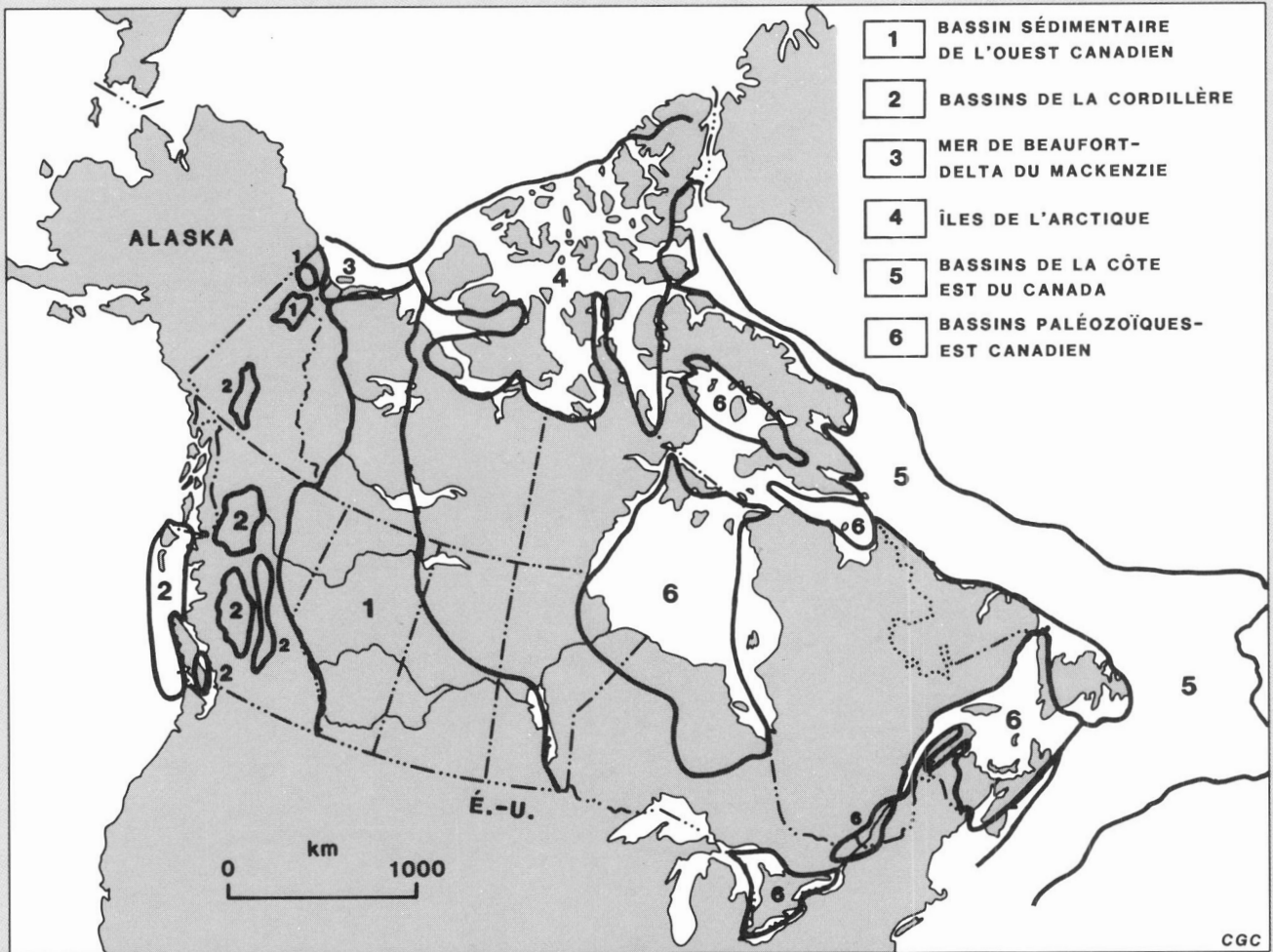


Figure 1.1 Régions pétrolières du Canada

La Commission géologique du Canada procède systématiquement à l'évaluation quantitative des ressources découvertes et potentielles en pétrole et en gaz naturel du Canada. Ce rapport résume les évaluations actuelles des quantités de pétrole et de gaz naturel qui, selon les déductions, existent mais n'ont pas encore été découvertes. Chacune des six régions pétrolières du Canada fait l'objet d'analyses distinctes (figure 1.1) portant sur les deux types de ressources: classiques et non classiques. Ce rapport remplace le document *Ressources du Canada en pétrole et gaz naturel — 1976*, publié en 1977 par Énergie, Mines et Ressources Canada; il comporte des révisions majeures et contient de nouvelles évaluations pour la plupart des régions du Canada. Aux évaluations des ressources potentielles, celles dont on suppose l'existence, préparées par la Commission géologique du Canada, s'ajoutent des évaluations des réserves ou des ressources découvertes. Ces dernières évaluations sont fournies par l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada dans le cas des régions pionnières, et par l'Office national de l'énergie dans le cas du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Ressources classiques

Le Canada est riche en ressources pétrolières et gazières du type classique. Les réserves éprouvées et restantes sont respectivement évaluées à 754 millions et 2 111 milliards de mètres cubes. Elles se trouvent toutes dans l'Ouest canadien. À cela, on peut ajouter les réserves probables des régions pionnières, qui portent les ressources classiques découvertes du Canada à 1,173 milliard de mètres cubes de pétrole et 3 013 milliards de mètres cubes de gaz. Les évaluations régionales (tableau I) indiquent que d'importantes réserves de pétrole et de gaz ont été repérées dans les bassins de la côte est du Canada et dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Des réserves de gaz considérables ont également été découvertes dans la région des îles de l'Arctique.

Une méthode probabiliste permet d'évaluer les ressources potentielles en pétrole et en gaz. Elle établit l'intervalle qui englobe toutes les évaluations possibles d'une quantité à découvrir, puis elle mesure le niveau de probabilité associé à chaque portion de

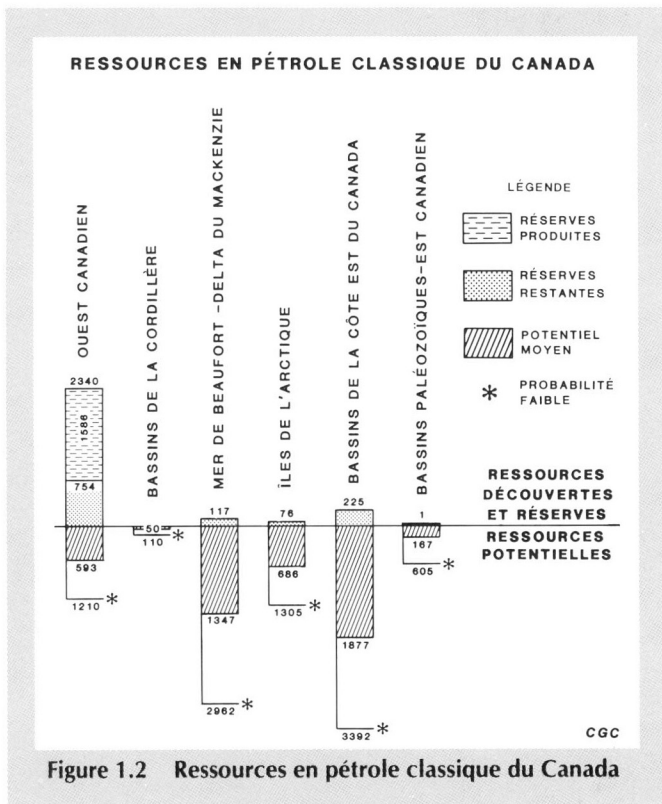


Figure 1.2 Ressources en pétrole classique du Canada

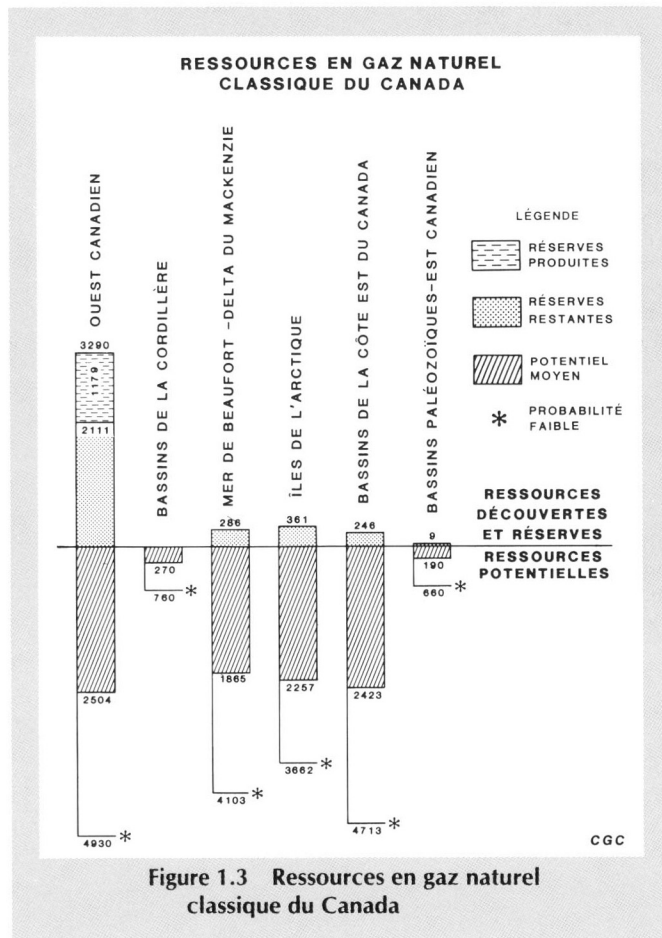


Figure 1.3 Ressources en gaz naturel classique du Canada

cet intervalle. Les évaluations des ressources potentielles présentées dans ce rapport sont exprimées en trois niveaux de probabilité, comme dans le tableau I. Les valeurs contenues dans ce tableau sont reportées dans les figures 1.2 et 1.3, qui permettent de comparer facilement les potentiels évalués d'une région à l'autre. Il ressort de ces chiffres que le bassin de la côte est du Canada présente le potentiel en pétrole le plus élevé. Il est suivi par la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, puis par l'Ouest canadien. On estime toutefois que les réserves potentielles en gaz naturel sont réparties plus uniformément dans toutes ces régions.

Ressources non classiques

Le Canada est également un des pays les plus riches en ressources pétrolières et gazières du type non classique. Elles surclassent celles du type classique en termes de volume total ou de réserves en place. Ces ressources ont, en plus, l'avantage d'être déjà découvertes. Par contre, le coût de leur exploitation et la nécessité de mettre au point des techniques d'extraction moins onéreuses font qu'il n'est pas possible, dans nos évaluations, de les mettre sur le même plan que les ressources présentées dans le tableau I. Disons, néanmoins, que les réserves restantes de brut synthétique sont estimées à 3,86 milliards de mètres cubes. Le tableau I n'indique pas non plus le potentiel que pourrait faire surgir l'application de techniques de récupération assistée aux réserves de l'Ouest canadien, encore une fois à cause des impondérables que constituent les coûts et les techniques d'exploitation. La mise en œuvre de ces procédés d'extraction pourrait accroître les réserves de pétrole de 500 millions de mètres cubes, selon une prévision moyenne.

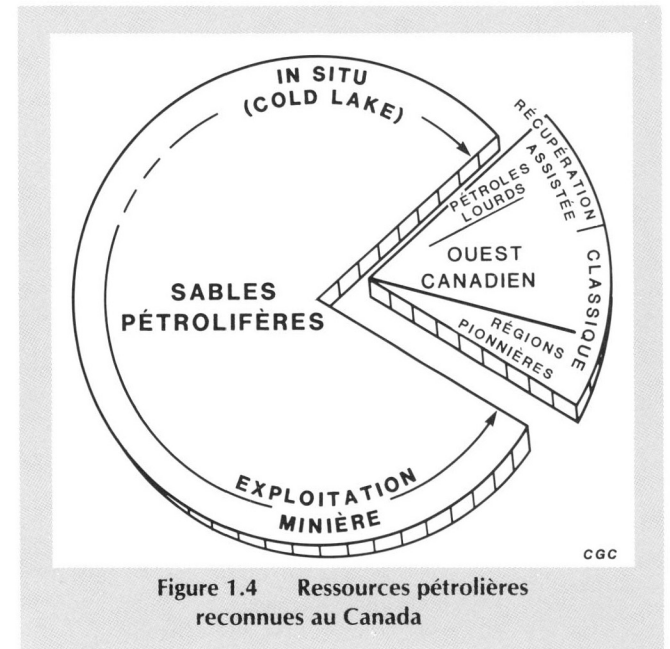


Figure 1.4 Ressources pétrolières reconnues au Canada

Considérations sur les approvisionnements

Dans l'avenir, l'approvisionnement pétrolier du Canada sera constitué d'un mélange de ressources classiques, d'hydrocarbures en provenance des régions pionnières, de pétroles lourds et de ressources non classiques. La proportion de chacune de ces sources dépendra de nombreux facteurs, notamment de la rentabilité économique, des progrès technologiques et des stratégies d'investissement. Dans la figure 1.4, nous avons tenté de présenter l'ensemble des ressources pétrolières connues du Canada comme

un inventaire potentiel dans lequel on ira puiser ce dont on aura besoin. Nous n'avons pas évalué en chiffres les éléments constituant de ce capital-ressources, parce qu'il n'existe pas encore d'évaluations fiables des quantités de pétrole pouvant être extraites par exploitation in situ de sables pétrolifères et par récupération tertiaire des pétroles lourds. Ainsi, il nous a fallu fixer arbitrairement des facteurs d'extraction qui sont probablement sous-évalués. Nous avons préféré les exprimer en termes de proportions, pour comparer diverses options d'approvisionnement à court terme, du moins dans le cas des ressources dont

l'existence est connue. Encore dix ans de travaux d'exploration ininterrompus pourraient accroître modérément les ressources de l'Ouest canadien et facilement doubler l'apport des régions pionnières. Les ressources pétrolières associées aux sables pétrolifères continueront cependant à dominer par leur quantité. La figure 1.4 est évidemment incomplète et pourrait porter à confusion étant donné que la viabilité économique de chaque élément constituant peut varier dans de notables proportions, ce dont nous n'avons pas tenu compte dans le diagramme, cette question n'entrant pas dans le cadre de notre étude.

TABEAU I. RESSOURCES CLASSIQUES EN PÉTROLE ET GAZ DU CANADA

	RÉSERVES ET RESSOURCES DÉCOUVERTES	POTENTIEL		
		Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
PÉTROLE EXTRACTIBLE (10⁶ m³)				
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	754	234	593	1 210
Bassins de la Cordillère	—	—	50	110
Mer de Beaufort—delta du Mackenzie	117	307	1 347	2 962
Îles de l'Arctique	76	316	686	1 305
Bassins de la côte est du Canada	225	512	1 877	3 392
Bassins paléozoïques—Est canadien	0,8	20	167	605
TOTAUX	1 173	1 486*	4 720	8 995*
GAZ NATUREL EXTRACTIBLE (10⁹ m³)				
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	2 111	1 544	2 504	4 930
Bassins de la Cordillère	—	40	270	760
Mer de Beaufort—delta du Mackenzie	286	871	1 865	4 103
Îles de l'Arctique	361	1 100	2 257	3 662
Bassins de la côte est du Canada	246	725	2 423	4 713
Bassins paléozoïques—Est canadien	8,8	46	190	660
TOTAUX	3 013	4 342*	9 509	18 285*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques.
Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

CONCLUSIONS

Ressources classiques

Le Canada a un fort potentiel en pétrole et en gaz naturel, qui le mènera à l'autosuffisance énergétique s'il réussit à trouver des moyens d'en transformer une bonne partie en réserves économiquement exploitables. Les chances de découvrir du pétrole sont meilleures dans les régions pionnières que dans l'Ouest canadien, étant donné que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a déjà été largement exploré.

La proportion de ces ressources qui est, ou qui sera, commercialement viable dépend des conditions économiques de l'heure, elles-mêmes dictées par les progrès technologiques accomplis dans les secteurs de la mise en valeur de la production et du transport. Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'entente sur les procédés de mise en valeur et de production ainsi que sur les moyens de transport pouvant convenir aux régions pionnières, en particulier à celles au large des côtes. En raison de cette absence de

consensus, il est difficile de prévoir l'apport de ces ressources à l'approvisionnement énergétique du Canada. Le Ministère s'efforce actuellement d'établir des évaluations raisonnablement fiables.

Le rythme des travaux d'exploration et, par conséquent, la fréquence des découvertes en régions pionnières dépendront notamment des facteurs suivants: succès des travaux d'exploration, prévisions des prix du marché, coûts de mise en valeur et d'exploitation, régimes fiscaux en vigueur, progrès technologiques et succès de l'exploitation commerciale des gisements déjà découverts. Le délai qu'il faut prévoir entre la découverte d'un gisement et son exploitation commerciale est important dans les régions pionnières. Il ne faut donc pas s'attendre à ce que des volumes importants de ces ressources soient livrés sur les marchés canadiens avant les années 90.

Jusqu'à la fin de la décennie l'approvisionnement en pétrole canadien dépendra des réserves de l'Ouest du Canada. Comme l'infrastructure est déjà en place dans l'Ouest canadien, les nouvelles réserves classiques pourront être mises en production rapidement, mais il faudra quand même intensifier les travaux d'exploration pour augmenter la fréquence des découvertes. Au cours de cette période, nous pourrions également accroître nos approvisionnements grâce à la récupération assistée de brut léger et moyen et de pétrole lourd.

Après 1990, les ressources découvertes sur le plateau de l'Est de Terre-Neuve, dans l'Arctique et dans la mer de Beaufort s'ajouteront vraisemblablement à notre approvisionnement pétrolier. Si le climat économique est favorable, nous pourrions également compter, pendant cette période, sur d'autres projets de sables pétrolifères in situ, sur des exploitations de sables pétrolifères à ciel ouvert, sur des pétroles lourds et sur la production de plus en plus élevée provenant de la récupération assistée, qui s'ajouteront au pétrole classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

La mise en valeur des gisements de pétrole a déjà commencé dans le couloir du Mackenzie, et le prolongement du réseau de pipelines jusque dans les régions pionnières mettrait d'autres ressources pétrolières de cette région du Mackenzie à la portée des marchés du Sud.

Nos évaluations des ressources potentielles en gaz naturel de toutes les régions pionnières et de l'Ouest canadien réunies, en plus des réserves actuelles, nous permettent de compter sur un approvisionnement sûr. Ces ressources devraient combler les besoins actuels et alimenter les nouveaux marchés canadiens dans un avenir prévisible. Des investissements dans la mise en valeur

seront évidemment nécessaires pour nous permettre de maintenir et d'augmenter la capacité de livraison des ressources de l'Ouest canadien.

Les principaux obstacles à la mise en valeur du gaz naturel des régions pionnières sont les coûts élevés de mise en valeur, d'exploitation et de transport et le manque de débouchés commerciaux; dans les régions pionnières éloignées, il existe en plus des difficultés technologiques et environnementales.

Ressources en pétrole non classique

La proportion des ressources classiques par rapport aux ressources non classiques dans l'approvisionnement visant à satisfaire les besoins énergétiques du pays sera fonction des coûts de recherche, de mise en valeur, d'exploitation et de livraison du pétrole et du gaz naturel.

Au Canada, les réservoirs de pétrole lourd et les gisements de sables pétrolifères représentent un énorme potentiel pétrolier. Il s'agit de sources d'approvisionnement connues, dont les volumes extractibles surclassent probablement les ressources en pétrole classique. Or, les ressources non classiques exigent une technologie de valorisation et entraînent des coûts de mise en valeur et d'exploitation qui rendent difficile leur écoulement sur le marché canadien. Il existe déjà des techniques d'extraction du pétrole lourd et des bitumes mais, si nous voulons profiter pleinement de la récupération assistée des pétroles lourds, nous devons améliorer les techniques de valorisation. Nous pourrions mettre sur pied des projets de valorisation à petite échelle qui, à force d'améliorations, pourraient mener à des applications industrielles.

INTRODUCTION

SOUS-TITRES

SUJET DE L'ÉTUDE	6
TERMINOLOGIE	6
BANQUE DE DONNÉES	7
MÉTHODOLOGIE	8
FACTEURS ÉCONOMIQUES	8
REMERCIEMENTS	9

INTRODUCTION

Le présent rapport remplace *Ressources du Canada en pétrole et gaz naturel — 1976* (rapport EP77-1F d'EMR). Depuis 1976, nous avons rassemblé et analysé de nouvelles données sur la géologie des bassins sédimentaires du Canada. À la lumière de ces renseignements supplémentaires, nous avons apporté des modifications au rapport précédent et révisé les évaluations des ressources de nombreuses régions.

Le Canada doit encore compter sur le pétrole et le gaz naturel pour satisfaire la majeure partie de ses besoins en énergie primaire. Malgré une baisse de la demande, attribuable surtout au succès des mesures d'économie d'énergie et des programmes de remplacement du pétrole, les Canadiens continueront à dépendre de ces sources d'énergie. En dépit de l'intensité des travaux d'exploration effectués depuis 1976, les réserves nettes d'hydrocarbures ont diminué au Canada. Des gisements importants ont été découverts dans les régions pionnières, mais en raison de leur nature et des problèmes de rentabilité qui se posent actuellement, il faudra attendre encore plusieurs années avant qu'ils ne deviennent commercialement exploitables. En outre, l'évolution de la situation économique mondiale a eu pour effet de reporter la mise en production des ressources non classiques, en particulier les sables pétrolifères et les pétroles lourds.

Il demeure donc très important de connaître, avec de plus en plus de précision, l'actif pétrolier du Canada. Ces ressources suscitent plusieurs questions auxquelles il faut absolument apporter des réponses si l'on veut que les investisseurs planifient et prennent des décisions et que le gouvernement adopte des politiques rationnelles.

1. Combien y a-t-il, selon toutes vraisemblances, de pétrole et de gaz naturel au Canada?
2. Géographiquement, comment ces ressources en pétrole et en gaz naturel sont-elles réparties entre les régions pionnières et les régions productrices établies?
3. Dans quelle mesure peut-on se fier à ces évaluations des ressources en hydrocarbures?
4. À quel rythme la découverte et la mise en valeur de ces ressources pourront-elles s'effectuer?
5. Quel peut être le coût des produits issus de ces ressources, une fois livrés sur le marché canadien?

Le présent rapport répond directement aux trois premières questions et donne des éléments de réponse qui pourraient servir de point de départ à une étude des deux dernières questions.

Pour exprimer en chiffres les ressources potentielles en pétrole et en gaz du Canada, la Commission géologique du Canada a mis au point une méthodologie qui consiste essentiellement à exprimer sous forme de distribution cumulée de probabilités les possibilités d'existence de pétrole et de gaz naturel dans divers bassins, régions ou autres secteurs reconnus. Ces distributions sont fondées à la fois sur des faits connus tout en tenant compte du jugement des géologues.

La première étape du procédé consiste à identifier les situations à explorer dans une région donnée. Une situation à explorer est un ensemble de zones d'intérêt et de gisements découverts qui ont en commun certaines propriétés géologiques telles que la nature de la roche-mère ou le type de piège. Ces propriétés influencent à degrés divers la capacité d'accumulation d'hydrocarbures. Cette variabilité agit considérablement sur les évaluations les rendant imprécises. Une situation à explorer peut contenir à la fois du pétrole et du gaz naturel, ou l'un ou l'autre.

À l'aide de méthodes statistiques appropriées, on calcule le potentiel en hydrocarbures de l'ensemble des situations reconnues dans un bassin sédimentaire.

La Commission géologique du Canada a procédé de cette façon pour estimer les ressources de six régions qu'elle a distinguées selon des critères géologiques et géographiques.

Sujet de l'étude

Le présent rapport résume la plus récente analyse des ressources pétrolières et gazières du Canada effectuée par la Commission géologique du Canada. Les données proviennent du programme permanent d'évaluation des ressources en hydrocarbures, qui consiste à mettre à jour périodiquement l'évaluation détaillée de chacun des bassins ou des régions. Les évaluations détaillées sont généralement publiées par la Commission sous forme de dossiers publics. Toutes les données géologiques et l'information ayant servi à la préparation des évaluations y sont reproduites dans la mesure du possible. Les évaluateurs puisent abondamment dans les données recueillies dans le cadre

des programmes d'analyse des bassins que la Commission géologique du Canada poursuit en permanence. Dans le cadre de ce programme, on recueille notamment des données techniques spécialisées et on les regroupe dans divers rapports qui représentent la synthèse des connaissances acquises à un moment donné.

Le présent rapport expose, sous forme condensée, les plus récentes évaluations des ressources, complétées par de brèves observations d'ordre général sur la géologie régionale. On y trouve également des indications sur les possibilités de découverte d'autres gisements dans le futur. Ceux qui désirent obtenir des renseignements plus complets au sujet d'une région donnée sont invités à consulter les dossiers publics correspondants.

La Commission géologique du Canada s'intéresse surtout à l'évaluation de la partie non découverte, ou potentielle, des ressources en pétrole et en gaz naturel classiques, qui constitue également l'essentiel du présent rapport. Néanmoins, les auteurs ont également recueilli, dans la littérature scientifique et dans des publications des organismes provinciaux, des données qui complètent les études de la Commission au sujet des ressources non classiques.

Terminologie

Dans le présent rapport, le mot **ressources** désigne toutes les accumulations de pétrole et de gaz naturel qui sont connues ou dont on suppose l'existence. Par **réserves** on entend la partie des ressources qui est déjà découverte. Quant au mot **potentiel**, il désigne la partie des ressources dont on ne fait que supposer l'existence. Les expressions **ressources potentielles**, **potentiel** et **ressources non découvertes** sont donc synonymes et interchangeable.

L'expression **réserves prouvées** s'entend des réserves qui, dans des conditions économiques déterminées et dans un délai défini, peuvent être extraites de réservoirs connus avec beaucoup de certitude. Comme les ressources découvertes dans les régions pionnières ne sont pas complètement délimitées et que leur rentabilité économique est incertaine, elles ne remplissent pas les conditions nécessaires pour être considérées comme des réserves prouvées et seront désignées dans le présent rapport par l'expression **réserves probables**. L'expression **réserves restantes** s'entend ici de la partie d'une accumulation extractible qui n'a pas encore été mise en production.

Les valeurs indiquées dans ce rapport s'appliquent au gaz marchand ou gaz livré par gazoduc lorsqu'il s'agit de gaz naturel; pour le pétrole, nous avons utilisé l'unité SI équivalant au nombre de barils en réservoir de stockage. Pour plus de commodité, nous avons utilisé les mots **réserves** et **potentiel** sans qualificatif pour désigner les réserves extractibles et le potentiel extractible. L'expression **réserves en place** désigne (dans le chapitre sur les ressources non classiques) le volume total de pétrole ou de gaz naturel présent dans un réservoir, sans égard à la quantité qui peut être extraite.

Banque de données

Depuis dix ans, Énergie, Mines et Ressources Canada poursuit un programme d'évaluation des hydrocarbures. La Commission géologique du Canada effectue des évaluations des ressources canadiennes en pétrole et en gaz naturel et les met à jour à la lumière de données ou de techniques nouvelles. Les évaluations contenues dans le présent rapport sont essentiellement fondées sur les données disponibles à la fin de 1982, quoique la Commission ait également utilisé des renseignements obtenus au cours des programmes d'exploration de 1983.

L'évaluation du potentiel d'une région repose sur les données fournies par les scientifiques de l'industrie et du gouvernement et comporte à la fois un aspect objectif et un aspect subjectif. La Commission disposait de la plupart des données que l'industrie utilise normalement pour analyser une situation à explorer. Elle a évalué les accumulations possibles à l'aide d'idées et d'hypothèses nouvelles, et en tenant compte aussi des observations pertinentes effectuées à travers le monde.

Une analyse des ressources dépend en grande partie de la somme des données acquises au sujet de la structure globale de la croûte terrestre et, en particulier, au sujet des divers bassins sédimentaires du Canada. Ces données incluent les interrelations des roches dans diverses régions ainsi que leur configuration géométrique. Pour évaluer le potentiel d'une région, il faut, dans un premier temps, délimiter les régions ou les bassins sédimentaires qui présentent des caractéristiques différentes. Puis, pour chaque région ainsi localisée, on recueille des données plus précises. Par exemple, les renseignements que les géochimistes peuvent tirer d'une étude des matières organiques contenues dans des roches sédimentaires donnent des indications particulièrement utiles sur l'étendue et la qualité des roches-mères favorables à la genèse des hydrocarbures. Ces données sont essentielles si l'on veut connaître et comprendre les formations pétrolifères et gazifères d'une région. La prospection géophysique, notamment la sismique

réflexion, nous permet de mieux comprendre la forme, le volume et la nature des accumulations connues ou potentielles de pétrole et de gaz naturel. Bien entendu, l'évaluation

des ressources fait aussi largement appel aux statistiques recueillies lors de travaux d'exploration et de production antérieurs.

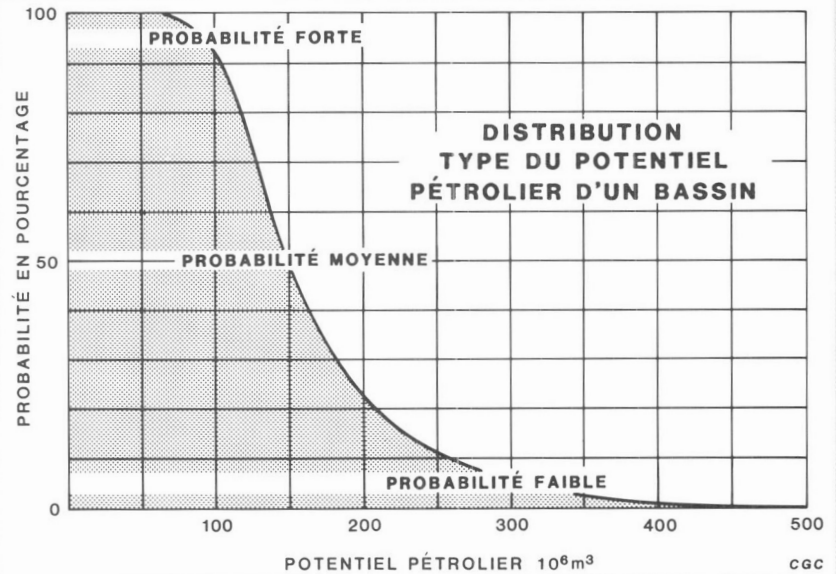


Figure 2.1 Évaluation du potentiel pétrolier d'un bassin hypothétique (distribution cumulée de probabilité). Les barres indiquent les valeurs mentionnées dans les divers tableaux des ressources

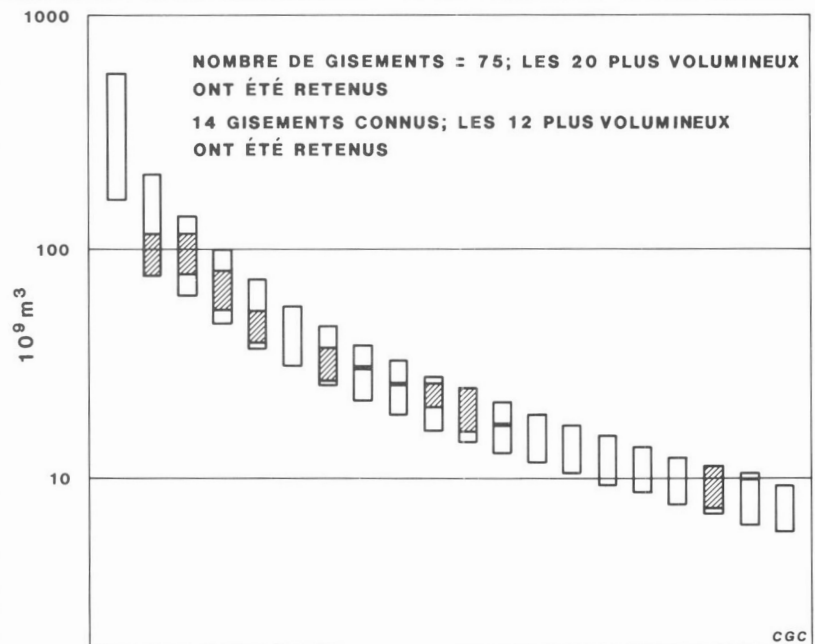


Figure 2.2 Gisements hypothétiques d'une situation à explorer, classés suivant le volume. Les rectangles délimitent un intervalle de probabilité de 25 à 75 %. Les rectangles hachurés représentent des gisements connus

Méthodologie

La méthodologie utilisée pour évaluer les ressources en hydrocarbures avait pour but, à l'origine, de nous aider à comprendre les ressources du pays en hydrocarbures, à effectuer des analyses économiques et à prévoir le volume et le coût des approvisionnements en provenance de diverses régions. Au début, on se préoccupait surtout des régions pionnières, qui étaient géologiquement méconnues. Avec le temps, les efforts se sont portés sur les ressources plus classiques de l'Ouest canadien et, plus récemment, sur les hydrocarbures pouvant être extraits à l'aide de techniques de récupération assistée. La méthodologie a donc été adaptée à ce changement d'orientation. D'abord réduite à des calculs volumétriques assez simples, la méthode utilisée par la Commission géologique du Canada s'est considérablement affinée au fil des ans. Aujourd'hui, elle peut être définie brièvement comme une méthode probabiliste qui a pour objet la situation à explorer et qui fait appel à la fois à des données objectives et au jugement de géologues avertis. Il y a quelques années, elle suivait la méthode de Monte-Carlo. Aujourd'hui, elle a dépassé ce stade. En effet, elle utilise des méthodes mathématiques plus rigoureuses et plus efficaces. Un aspect, cependant, n'a pas changé: les évaluations sont encore présentées sous forme de probabilités, exprimées non pas par un chiffre unique mais par un intervalle de valeurs possibles. La figure 2.1 montre une courbe d'évaluation type, qui représente la distribution de toutes les évaluations possibles, en tenant compte des valeurs possibles de toutes les variables. Elle peut s'interpréter ainsi: il y a de fortes probabilités pour que le potentiel pétrolier du bassin considéré se chiffre à plus de 65 millions de mètres cubes, une probabilité modérée qu'il y en ait 150 millions de mètres cubes et une probabilité nulle qu'il y en ait plus de 480 millions de mètres cubes. Comme dans le cas de la plupart des exemples puisés dans la réalité, la distribution est fortement inclinée. C'est pourquoi, lorsque l'on additionne plusieurs courbes de ce genre, une somme arithmétique n'est possible que pour les valeurs moyennes. Pour les autres degrés de probabilité, il faut recourir à des techniques statistiques. Bien entendu, de toutes les valeurs attribuées au potentiel du bassin, il n'y en a qu'une qui soit exacte, mais elle ne sera connue que lorsque le bassin aura été complètement exploré et exploité. Les courbes d'évaluation se transforment à mesure que de nouvelles données nous parviennent et que l'intervalle des valeurs possibles se rétrécit. Pour des raisons de commodité, nous ne reproduisons pas toutes les distributions dans le rapport qui suit; les trois valeurs portées sur le graphique de la figure 2.1 sont représentatives des plus récentes évaluations.

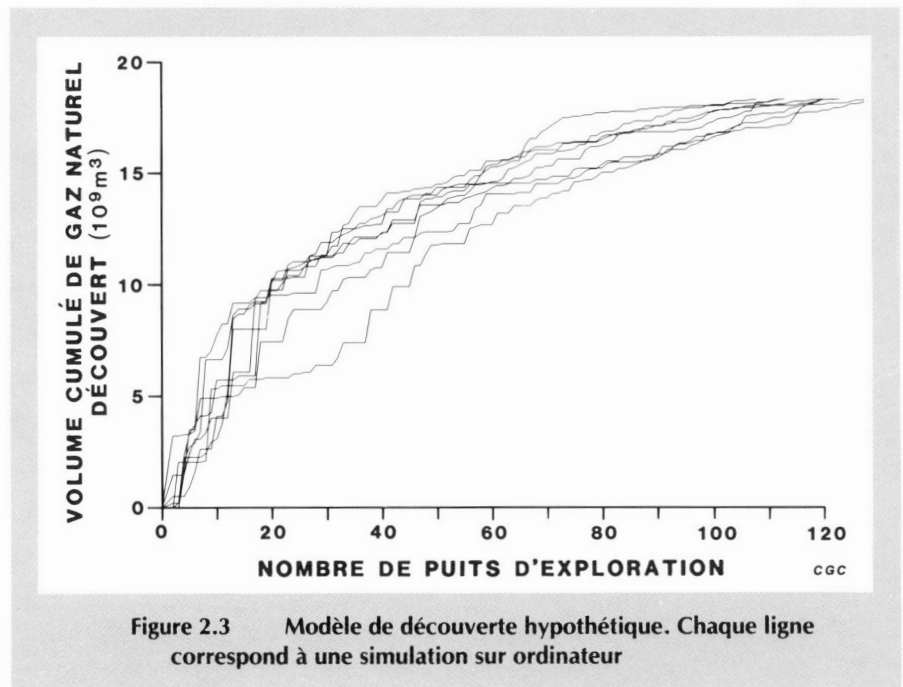


Figure 2.3 Modèle de découverte hypothétique. Chaque ligne correspond à une simulation sur ordinateur

En plus de permettre d'évaluer le potentiel des bassins, la méthodologie utilisée peut produire un ensemble de gisements hypothétiques ordonné dont les réservoirs sont délimités selon des données géologiques et autres. La figure 2.2 en représente un; chaque rectangle représente un gisement distinct et coïncide avec l'intervalle de probabilités de 25 à 75 %. Cette technique nous permet d'établir une comparaison utile entre les dimensions estimées d'un gisement et les valeurs obtenues à la suite des travaux d'exploration. Dans l'exemple de la figure 2.2, les gisements découverts confirment les évaluations et laissent supposer que le gisement le plus volumineux reste à découvrir.

Nous pouvons également nous servir du même diagramme pour simuler les résultats des travaux d'exploration, exprimés en volume cumulé découvert par unité de forage exploratoire. Dans l'exemple de la figure 2.3, il faudrait forer une soixantaine de puits pour découvrir 15 milliards de mètres cubes de gaz naturel dans le bassin considéré. Ce type de données est particulièrement utile pour comparer les potentiels de plusieurs bassins ou régions et pour vérifier des prévisions en se fondant sur les découvertes antérieures.

Facteurs économiques

Soulignons que ces évaluations des ressources potentielles, exprimées en probabilités, ne sauraient être considérées comme des réserves, et encore moins comme des approvisionnements sûrs. Premièrement, au

moment de l'évaluation, on n'avait découvert qu'une partie de la totalité des ressources. Deuxièmement, le rythme de la recherche, de la mise en valeur et de la production dans le futur sera dicté par un ensemble complexe de facteurs économiques, et par les priorités nationales qui prévaudront. Les investisseurs doivent pouvoir s'attendre à tirer de leurs capitaux un rendement compétitif, en tenant compte des risques particuliers à chacun des projets financiers. Les risques dépendent de facteurs comme l'emplacement du réservoir, la productivité du puits, la distance qui le sépare des sources d'approvisionnement, le coût de la main-d'œuvre et de la protection de l'environnement. En outre, l'entreprise doit pouvoir écouler son produit à un prix qui lui permettra de recouvrer ses frais de mise en valeur et d'exploitation. Selon le point de vente, le transport des produits, surtout si le gisement se trouve dans une région pionnière, peut entraîner des frais considérables que l'investisseur doit être en mesure de recouvrer à même le rendement de son investissement.

Dans une perspective nationale, la mise en valeur des ressources doit être justifiée par les avantages qu'elle comporte, abstraction faite de la rentabilité commerciale. À cet égard, il faut prendre en considération un certain nombre de facteurs quantifiables et d'autres qui ne le sont pas. Par exemple, les répercussions environnementales d'un projet peuvent coûter cher au Canada mais, par ailleurs, une technologie pilote et les travaux de R-D qui l'ont précédé peuvent s'avérer bénéfiques. Ces coûts et ces avantages peuvent laisser indifférents, jusqu'à un

certain point, les investisseurs du secteur privé, mais ils intéressent au plus haut point ceux qui administrent les fonds publics.

Il est plus facile d'évaluer la rentabilité globale et l'impact sur l'environnement d'un projet dans les régions traditionnellement productrices du Canada, où la mise en valeur et la production ont déjà un long passé, que dans les régions pionnières. Cela ne signifie pas que l'évaluation des grands projets en milieu traditionnel est une tâche de tout repos; bien au contraire, de telles décisions exigent beaucoup de travail de la part du secteur privé, de tous les paliers de gouvernements, des organismes de réglementation et des autres parties intéressées. Toutefois, dans les régions pionnières, l'estimation des coûts d'immobilisation, d'exploitation et de transport repose uniquement sur des hypothèses, du moins pour l'instant. Le Canada n'a pas encore d'expérience dans la production commerciale et le transport des ressources à partir de ces

régions, où l'industrie doit faire appel à toutes les ressources nouvelles de la technologie dans un environnement rude et fragile.

Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources continuera vraisemblablement à évaluer la rentabilité de la mise en valeur commerciale du pétrole et du gaz naturel dans diverses régions où existent des ressources potentielles afin de déterminer et d'évaluer la partie de ces ressources qui a des chances d'être exploitée commercialement et de contribuer à l'approvisionnement du Canada en hydrocarbures. Les évaluations présentées dans les pages qui suivent constituent une banque de données qui pourraient servir de point de départ à un travail de ce genre.

Remerciements

Les auteurs ont puisé abondamment dans les travaux d'un grand nombre de géolo-

gues et dans la documentation publiée. L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada, l'Office national de l'énergie et des employés de l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière et du Centre géoscientifique de l'Atlantique, ainsi que les divisions de la Commission géologique du Canada ont mis à leur disposition des sources d'information particulièrement utiles. Ils remercient spécialement M. R. Conn du Secteur de l'énergie d'EMR, à qui on doit les commentaires sur les facteurs économiques.

Ce rapport n'aurait pas vu le jour sans la participation de M.L. Mac Lachlan, chef de la production, et de ses collaborateurs, en particulier MM.J.W. Thomson et W.P. Vermette. La version française a été réalisée grâce à la collaboration du Bureau des traductions du Secrétariat d'État et de la Division de la rédaction de la Direction des communications d'EMR.

RÉGIONS PÉTROLIÈRES DU CANADA

SOUS-TITRES

BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN	13
BASSIN DE L'ALBERTA	15
BASSIN DE WILLISTON	17
ZONE DÉFORMÉE	18
BASSINS DU NORD	19

BASSINS DE LA CORDILLÈRE	21
BASSIN DE LA REINE-CHARLOTTE	22
BASSINS DE TOFINO ET DE WINONA	23
BASSINS D'ENTREMONT	24

MER DE BEAUFORT-DELTA DU MACKENZIE	25
DELTA SUD-PÉNINSULE DE TUKTOYAKTUK	27
ÎLE RICHARDS-MER DE BEAUFORT	28

ÎLES DE L'ARCTIQUE	29
PLATE-FORME STABLE DE L'ARCTIQUE	31
ZONE DE PLISSEMENTS DE L'ARCTIQUE	32
BASSIN DE SVERDRUP	33

BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA	34
BASSIN DU BANC GEORGES	36
PLATEAU SCOTIAN	37
GRANDS BANCS (SUD)	40
PLATEAU DE L'EST DE TERRE-NEUVE	41
BASSIN DE L'EST DE TERRE-NEUVE	43
PLATEAU DU LABRADOR	44
BAIE BAFFIN	45

BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN	46
BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT	48
PLATE-FORME D'HUDSON	49
BASSINS DES MARITIMES	50

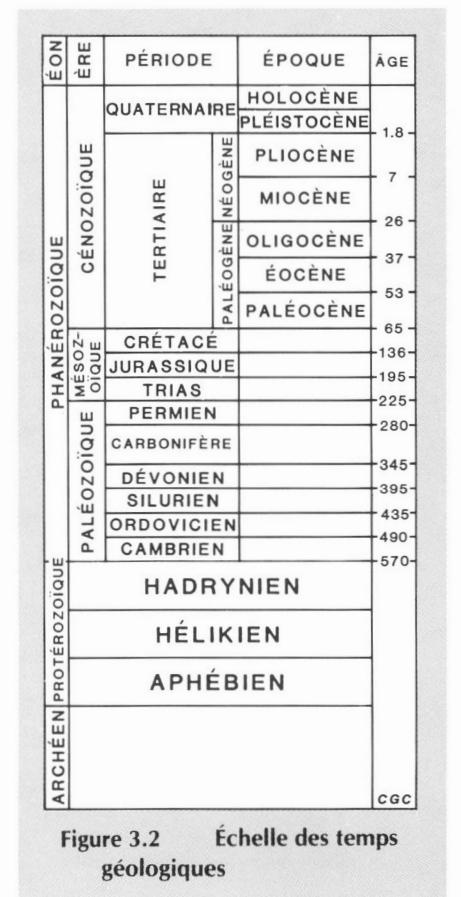
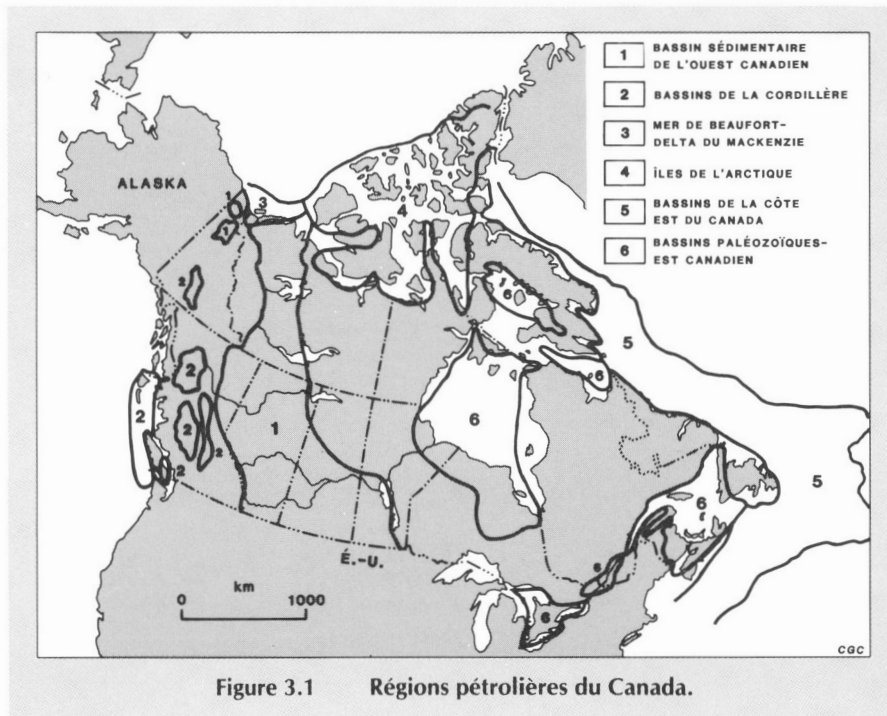
RÉGIONS PÉTROLIÈRES DU CANADA

La Commission géologique du Canada procède systématiquement à l'évaluation des ressources en pétrole et gaz naturel du Canada. Cette évaluation débouche sur des évaluations quantitatives des ressources découvertes et potentielles. Le présent rapport résume les plus récentes données sur les quantités de pétrole et de gaz naturel qui ont été découvertes ou dont on suppose l'existence sans qu'elles aient fait l'objet de découvertes. On vous présente une analyse distincte des ressources pour chacune des six régions pétrolières du Canada (figure 3.1); on y recense à la fois les ressources classiques et non classiques, en mettant toutefois l'accent sur la quantité de ressources non découvertes.

La grande richesse du Canada en ressources naturelles, notamment en pétrole et en gaz naturel, s'explique par la complexité et la diversité de la géologie du continent et de la marge continentale. La géologie du Canada est essentiellement constituée de trois grands

terrains. Les roches les plus complexes et les plus anciennes affleurent dans la vaste région centrale que l'on appelle «Bouclier canadien». Ailleurs, ces mêmes roches sont recouvertes par une région possédant une remarquable stabilité structurale et appelée «craton». Le craton a été envahi par des mers plates pendant une bonne partie de l'histoire géologique. Un mince placage de sédiments s'est déposé dans ces mers et sur les bordures du craton, formant ainsi les bassins sédimentaires du Canada. Des mouvements tectoniques de grande ampleur ont déformé ces sédiments et édifié des chaînes de montagnes sur la majeure partie du pourtour du craton. Le pétrole et le gaz naturel se sont accumulés essentiellement dans la couverture sédimentaire du craton et de ses bordures, ainsi que dans les roches déformées qui sont restées suffisamment intactes pour préserver les hydrocarbures qu'elles renferment.

Quatre paramètres géologiques, à savoir l'âge (figure 3.2), le faciès, la structure et l'épaisseur, nous permettent de grouper les bassins sédimentaires en six grandes régions pétrolières. Dans les pages qui suivent, nous tenterons d'indiquer au lecteur les caractéristiques les plus importantes de chacune de ces régions. Pour chaque région, nous commençons par donner un bref aperçu des évaluations des ressources découvertes et non découvertes puis, pour les lecteurs désireux d'en savoir davantage au sujet du milieu géologique susceptible de receler des accumulations, nous décrivons chacune des parties qui composent la région pétrolière. Il s'agit d'une synthèse des analyses plus approfondies qui ont été faites par la Commission géologique du Canada.



BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN

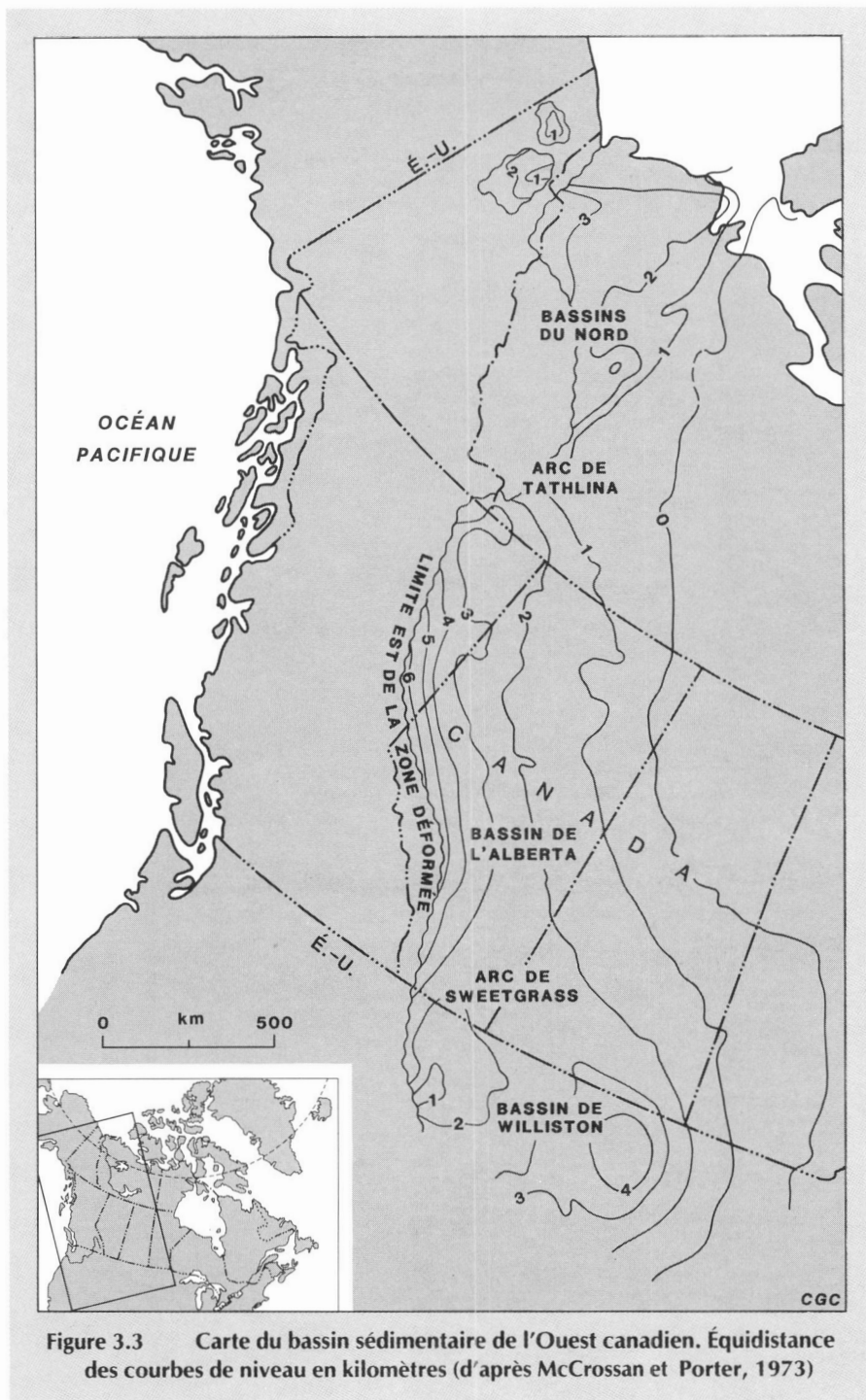
Introduction

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est constitué d'un ensemble de bassins composés essentiellement de deux prismes d'accrétion qui s'épaississent vers l'ouest. Le prisme le plus ancien, dont la déposition a débuté vers la fin du Protérozoïque pour se continuer durant le Paléozoïque jusqu'au début du Mésozoïque, a couvert et débordé le vieux craton nord-américain dans un milieu tectonique à marge passive. Des mouvements épirogéniques et eustatiques ont amené la formation d'un certain nombre de discordances qui convergent vers le craton et qui peuvent être mieux observées dans la partie peu profonde de la plate-forme continentale et dans les faciès complexes des divers assemblages stratigraphiques. Le deuxième prisme sédimentaire, qui s'est formé vers la fin du Mésozoïque et à l'époque Tertiaire, révèle un milieu tectonique à marge passive qui s'est transformé en un environnement caractérisé par une subduction active. Sous l'effet des collisions (souvent de biais) et des épisodes d'accrétion de complexes d'arcs et de petits terrains composites, les dépôts extra-cratoniques du premier prisme ont été soulevés et transportés jusque sur le craton plus ancien. Le soulèvement et l'épaississement du prisme extérieur ont provoqué un affaissement de la croûte, et ont donné naissance à une avant-fosse exotique où se sont logés les sédiments clastiques arrachés aux montagnes en formation.

Réserves

Le tableau II donne une évaluation des réserves de pétrole et de gaz que l'on peut encore extraire dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les réserves de pétrole sont concentrées dans des réservoirs du Dévonien (plus de 60 % du total), les formations du Crétacé n'en contenant que 25 % environ. Cet écart considérable est attribuable en partie au fait que le facteur d'extraction est plus élevé dans le cas des pétroles très légers des gisements récifaux (environ 45 %) que dans celui des pétroles du Crétacé (moins de 20 % en moyenne), dont la densité spécifique atteint des valeurs considérables. Les réserves de pétrole énumérées dans ce tableau ne comprennent pas les pétroles lourds de type Lloydminster qui chevauchent la ligne de démarcation entre l'Alberta et la Saskatchewan (voir la section intitulée *Ressources non classiques*, p. 52). Nous y avons inclus, cependant, des réserves de pétrole lourd localisées au sud de Lloydminster. Ce pétrole est actuellement produit au moyen de techniques classiques.

Les évaluations varient de quelques points de pourcentage selon l'organisme qui les a effectuées. Ces écarts s'expliquent par les



différences de points de vue quant à l'étendue et au rendement ultime de chacun des réservoirs, de même que sur l'importance que l'on accorde à l'extraction secondaire et tertiaire. Les volumes de pétrole exploitables par récupération assistée, mais qu'on n'est pas sûr de pouvoir rentabiliser aux

plans technique et économique, sont exclus des réserves énumérées dans le tableau II.

Près de la moitié des réserves de gaz naturel sont emprisonnées dans des réservoirs du Crétacé; les gisements du Carbonifère et du Dévonien n'en renferment qu'environ 20 %

chacun. On trouve communément du gaz acide riche en sulfure d'hydrogène dans les gisements paléozoïques de l'Ouest albertain, du Nord-Est de la Colombie-Britannique et de la zone des Contreforts des Rocheuses. Plus de 80 millions de tonnes de soufre ont été produites jusqu'à maintenant, et les réserves restantes de soufre dépassent les 120 millions de tonnes. Environ 10% des réserves restantes de gaz naturel reposent à de faibles profondeurs, dans des réservoirs de qualité médiocre à faible pression. Les réserves énumérées dans le tableau II excluent le gaz piégé dans les réservoirs très étanches du «Deep Basin» de l'Ouest albertain (voir *Ressources non classiques*). Cependant, on y inclut les réserves emprisonnées dans des réservoirs de type classique de la même région, comme le gigantesque gisement d'Elmworth.

Les réserves d'éthane et de liquides de gaz naturel (LGN) ne figurent pas dans le tableau II. Disons toutefois que, d'après de récentes évaluations, les réserves de gaz restantes pourraient être constituées de plus de 300 millions de mètres cubes d'éthane et de plus de 320 millions de mètres cubes de LGN (propanes, butanes et pentanes plus).

Potentiel

Le tableau III indique les volumes potentiels de pétrole et de gaz naturel dans les bassins de l'Ouest canadien. Dans cette région, beaucoup de situations ont déjà été largement explorées mais plusieurs continueront de nous révéler de nouveaux gisements. Ceux-ci seront, en règle générale, de plus petit volume que les gisements déjà découverts et, par conséquent, exigeront des travaux d'exploration plus intensifs. Cependant, les futures découvertes auront lieu en majeure partie dans de nouvelles situations à explorer et dans des prolongements de situations déjà localisées. Malgré les indications des sondages, il y a encore de vastes étendues où les forages en profondeur sont si éloignés les uns des autres que nos trépan risquent de rater des pièges de dimensions importantes. C'est le cas, en particulier, dans le Centre-Sud du bassin de Williston, dans la majeure partie du Sud de l'Alberta et dans une bonne partie du Centre-Ouest de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Nous devons encore parfaire nos modèles géologiques et géophysiques pour explorer les formations du Dévonien moyen à travers le Carbonifère, autour de l'arc de Peace River, dans l'ensemble de la Zone déformée et dans la partie Sud-Est de la Colombie-Britannique. Le «Deep Basin» du Dévonien de même que les formations récifales de Leduc et de Nisku, dans les plaines, n'ont pas encore été parfaitement expliqués, mais il est probable que l'on découvrira des gisements de grand et moyen volumes dans

des pièges qui échappent pour l'instant à l'observation à cause de la présence de roches carbonatées. Au nombre des futures découvertes figureront peut-être beaucoup de pièges qui ne sont pas évidents mais dont la localisation serait rendue possible par une reconstitution plus soignée de l'histoire géologique, une interprétation intensive de profils sismiques, des modèles, une étude des facteurs hydrodynamiques et des forages plus rapprochés les uns des autres.

Économie et environnement

Dans cette région, l'activité est centrée principalement sur le bassin de l'Alberta, où les travaux d'exploration ont mené à la découverte d'importants gisements de pétrole léger de haute qualité et de pétroles lourds, et de grandes quantités de gaz naturel. Des formations d'hydrocarbures ont été découvertes à de faibles (1 000 m) et moyennes (2 500 m) profondeurs.

Beaucoup de formations du Nord-Est de la Colombie-Britannique renferment du gaz naturel acide, qui nécessite un traitement supplémentaire. Le principal obstacle à l'expansion des travaux est qu'il n'existe pas encore suffisamment de marchés pour le gaz naturel.

Dans la région des Contreforts des Rocheuses, le coût des forages est plus élevé, car il faut travailler à de grandes profondeurs, dans des formations de roche dure, au moyen d'un matériel onéreux. En outre, le gaz naturel est généralement acide et doit de ce fait subir un traitement spécial; les

formations nécessitent une fracturation. Là également, les travaux seront limités à l'avenir en raison du manque de débouchés commerciaux.

Dans les bassins du Nord, l'activité n'a pas atteint l'intensité de celle des autres régions de l'Ouest canadien, les travaux d'exploration ayant été centrés sur Norman Wells. La discontinuité du pergélisol pose des problèmes environnementaux qui augmentent les coûts des travaux.

Le coût des forages dans les diverses parties de l'Ouest canadien est exprimé ci-dessous en dollars de 1983 par mètre:

Bassin de l'Alberta	250-300 \$
Bassin de Williston	250-300 \$
Zone déformée	550-700 \$
Bassins du Nord	250-300 \$

TABLEAU II
RÉSERVES RESTANTES PROUVÉES

	PÉTROLE 10 ⁶ m ³	GAZ 10 ⁹ m ³
Bassin de l'Alberta	600,3	1 827,1
Bassin de Williston	108,4	47,6
Zone déformée	0,8	226,6
Bassins du Nord	44,2*	9,3*
TOTAUX	753,7	2 110,6

* Les chiffres accompagnés d'un astérisque s'appliquent à des gisements qui n'ont pas encore été entièrement délimités; il faut les considérer comme des réserves probables, et non comme des réserves prouvées.

TABLEAU III
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10 ⁶ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Bassin de l'Alberta	160	398	580
Bassin de Williston	32	95	292
Zone déformée	5	15	65
Bassins du Nord	14	85	415
TOTAUX	234*	593	1 210*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10 ⁹ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Bassin de l'Alberta	1 120	1 817	3 764
Bassin de Williston	85	107	183
Zone déformée	255	425	1 805
Bassins du Nord	42	155	820
TOTAUX	1 544*	2 504	4 930*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

BASSIN DE L'ALBERTA

Étendue D'une superficie de 880 000 km², ce bassin est délimité par le 49^e parallèle au sud, et par l'arc de Tathlina au nord. La limite est de la Zone déformée le borde à l'ouest, le Bouclier canadien le borde à l'est et l'arc de Sweetgrass le borde au sud-ouest.

Géologie Ce bassin, dont les couches d'une épaisseur de 6 km à proximité de la Zone déformée s'amincissent pour aller mourir au contact du Bouclier canadien, est constitué de deux prismes d'accrétion qui vont en s'épaississant vers l'ouest. Le premier est composé essentiellement de roches du Paléozoïque qui proviennent de l'est et où prédominent des roches carbonatées d'origine marine. Le deuxième est constitué de roches clastiques non marines, qui sont dérivées de l'ouest et qui datent du Mésozoïque-Cénozoïque.

Les roches paléozoïques les plus anciennes comprennent des grès, des schistes argileux et des grès fissiles du Cambrien qui ont été arrachés au Bouclier et répandus vers l'ouest sur le craton à relief relativement faible. Les dépôts de l'Ordovicien et du Silurien consistent en grande partie en carbonates déposés par des mers plates. Ils rendent compte de la plus vaste transgression marine du Phanézoïque qui, à son plus fort, à la fin de l'Ordovicien, a recouvert la majeure partie du craton Nord-Américain. Au début du Dévonien moyen, le soulèvement du centre du Montana, l'arc de l'Ouest de l'Alberta, l'arc de Peace River et l'arc de Tathlina sont des formations desquelles l'érosion a arraché une bonne partie des roches du Paléozoïque inférieur. La présence des arcs est déterminante pour la répartition des faciès et de l'épaisseur des sédiments du Dévonien moyen au Carbonifère, puisque les mers transgressent du nord-ouest au sud-est, et non de l'ouest comme antérieurement. Les arcs répandent des sables dans les dépôts transgressifs du Dévonien et, ensemble, limitent la sédimentation pour donner naissance à des dépôts de sel massifs au Dévonien moyen (Eifélien). La marge nord-ouest du bassin est sous l'influence d'un récif-barrière massif, celui de Keg River, qui limite la progression, au sud, des eaux marines normales. À mesure que progresse le Dévonien, les récifs-barrières se déplacent vers le sud et les dimensions des bassins de sel correspondants diminuent. Dans le Frasnien, un dépôt transgresse sur l'arc de l'Ouest de l'Alberta et, au Famennien, des dépôts envahissent la crête de l'arc de Peace River, rétablissant le lien marin entre la plate-forme cratonique et le plateau continental adjacent.

Le début du Carbonifère est représenté dans tout le bassin par une mince couche de schiste argileux (formation d'Exshaw), riche en matières organiques, qui passe de brun

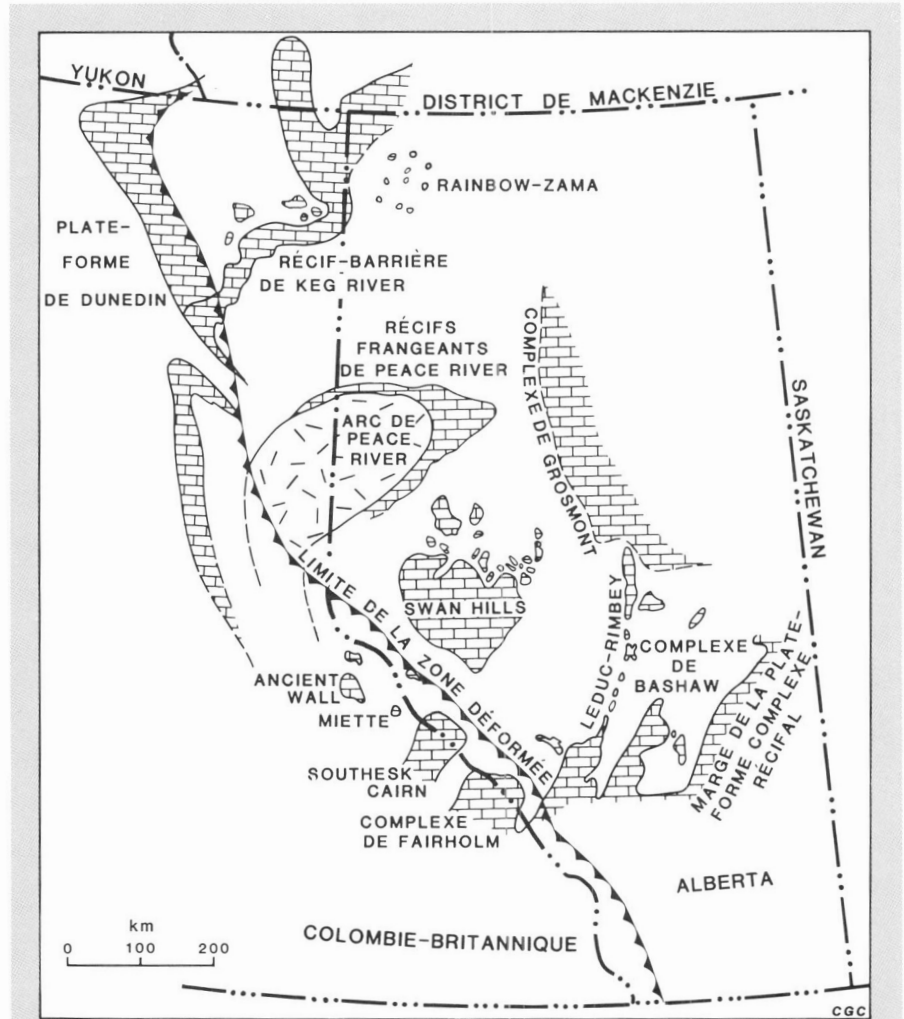
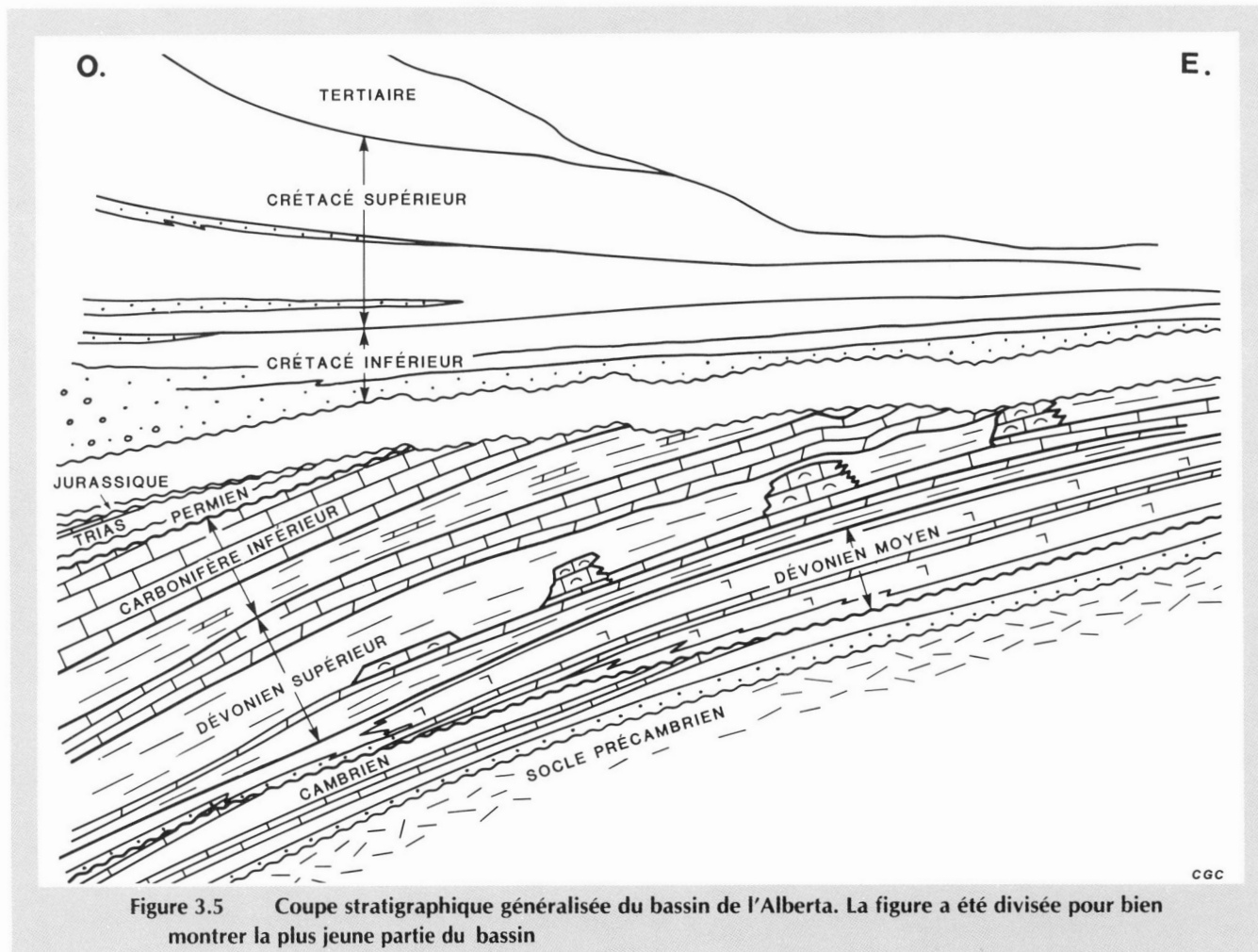


Figure 3.4 Position des principaux récifs, biohermes et biostromes du Dévonien. Les positions à l'ouest de la Zone déformée ont été reconstituées au moyen d'une carte palinspastique

foncé à noir; il s'agit de l'un des indices les plus réguliers de la colonne sédimentaire. Les schistes sus-jacents font place à une vaste couche de carbonates marins d'eau peu profonde dans la majeure partie du Carbonifère inférieur, qui se termine par une série de grès et de grès fissiles qui marquent la reprise de l'activité de la plupart des arcs cratoniques. Au Carbonifère inférieur, l'arc de Peace River s'inverse et subit un affaissement modéré; pendant le Carbonifère supérieur et le Permien, elle est le théâtre d'un effondrement local, où une tranche de section de plus de 0,6 km est préservée dans une série de ravins. À la fin du Permien, le bassin émerge en majeure partie. Au début du Trias, une transgression donne naissance à une succession de schistes foncés, que recouvrent des schistes phosphatiques et un grès régressif (formation de Halfway) datant du Jurassique moyen. Le

Trias supérieur est représenté par des anhydrites, des carbonates et des évaporites déposés par une mer plate sur lesquelles reposent d'épaisses couches de calcaires bioclastiques. Le Trias a été érodé en bonne partie avant le jurassique, et les unités supérieures de la succession ne sont plus présentes que dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Le Jurassique inférieur et le Jurassique moyen sont surtout représentés par des schistes argileux marins, de petites formations de grès séparant des grès et schistes non marins du Jurassique supérieur qui composent les formations de Kootenay et de Nikinassin. Cette transition marque le début du prisme d'accrétion du Mésozoïque-Cénozoïque, qui s'est formé sous l'effet de l'activité orogénique à l'ouest. Au milieu du Crétacé, un soulèvement transporte des sédiments continentaux vers l'est et les répand dans tout le bassin, à peu près en même



temps que des détroits marins en provenance du nord et du sud se rencontrent pour former un passage étroit s'étendant de l'Arctique au golfe du Mexique. À la fin du Crétacé et au Paléocène, une reprise de l'activité orogénique donne naissance à des sédiments clastiques non marins qui recouvrent tout le bassin.

Chronologie des forages Le premier gisement de gaz naturel commercial a été découvert en 1904 à Medicine Hat, dans des roches du Crétacé supérieur. La découverte du récif dévonien de Leduc, en 1947, a marqué le début d'une époque d'exploration pétrolière intensive. En tout, plus de 100 000 puits ont été forés dans ce bassin.

Roches-mères potentielles Les roches-mères potentielles abondent dans toute la section, en particulier les schistes foncés du Dévonien, du Mississippien et du Mésozoïque. La

maturité thermique des roches passe d'incomplète dans les régions gazifères peu profondes des parties nord et est du bassin à avancée dans les parties plus profondes du bassin adjacent à la Zone déformée.

Roches réservoirs potentielles Toute la section renferme des roches réservoirs de bonne qualité. Jusqu'à maintenant, les réservoirs les plus importants ont été les carbonates produits par des organismes vivants du Dévonien (biohermes et biostromes, figure 3.4), les sous-affleurements des unités dévoniennes et mississippiennes au contact de la discordance préjurassique ainsi que les couches de grès basales et transgressives-régressives du Crétacé. Parmi les autres réservoirs prolifiques, mentionnons les sables transgressifs du Paléozoïque qui entourent l'arc de Peace River et les carbonates triasiques du Nord-Est de la Colombie-Britannique.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Plus de 9 000 gisements de gaz naturel et 3 000 de pétrole sont reconnus à l'intérieur du bassin de l'Alberta. Les réserves restantes prouvées sont évaluées à 600 millions de mètres cubes de pétrole et 1 827 milliards de mètres cubes de gaz. Jusqu'à maintenant, on a produit environ 1,4 milliard de mètres cubes de pétrole et 1 000 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Les réservoirs du Dévonien contiennent près de 65 % des réserves de pétrole tandis que le Crétacé en contient 20 %. En ce qui concerne le gaz naturel, près de la moitié des réserves ont été découvertes dans des réservoirs crétacés, et environ 35 % dans des formations dévoniennes. On estime que toute la section renferme des accumulations potentielles de pétrole et de gaz, mais que les horizons profonds (et par conséquent plus anciens) ont plus de possibilités d'en contenir que les formations sus-jacentes.

BASSIN DE WILLISTON

Étendue Approximativement 565 000 km² (partie canadienne du bassin).

Géologie Le bassin de Williston est constitué de roches clastiques et carbonatées du Paléozoïque. Celles-ci, dépourvues de structure propre, sont dérivées du Bouclier canadien. Elles ont été par la suite aplanies à la fin du Paléozoïque et recouvertes d'ouest en est par le prisme d'accrétion clastique du Crétacé-Tertiaire. La formation d'un arc cratonique annulaire a permis la création du bassin en son milieu. Les dépôts les plus anciens, constitués de grès cambro-ordoviciens, sont dérivés des grès cambriens des arcs et des grès protérozoïques du Bouclier canadien. Pendant la période qui s'étend de l'Ordovicien supérieur à la fin du Silurien, cette région a été recouverte par de vastes et minces formations de carbonates de mer plate. Ces formations s'étendent du Bouclier jusqu'au Centre du Montana. Juste avant le Dévonien moyen, ces roches ont subi une profonde ablation attribuable à un soulèvement marqué des arcs qui entourent le bassin, ce qui a donné naissance à l'escarpement de Meadow Lake (haut de 250 m), qui fait face au nord; cet escarpement a constitué une barrière devant laquelle se sont formés des dépôts de sel épais du milieu à la fin du Dévonien. Le dernier épisode du Dévonien et le Carbonifère inférieur sont représentés par des schistes euxiniques surmontés de schistes calcaires et de calcaires marins déposés en mer libre. Les calcaires, qui présentent un faciès à crinoïdes dans la partie ouest du bassin, passent progressivement vers l'est à un faciès évaporitique de dolomie et d'anhydrite. Au sommet du Carbonifère, les successions évaporitiques s'étendent jusqu'au centre du bassin. Au cours du Permien, du Trias et du Jurassique inférieur, le bassin est isolé par le soulèvement de son arc cratonique annulaire, et ses marges sont attaquées par l'érosion. Pendant cette période, l'arc de Sweetgrass se dégage et sépare nettement les sédiments de mer plate du bassin de l'Alberta d'une part, et les couches rouges déposées par une mer fermée et les dépôts de sel mineurs du bassin de Williston d'autre part.

À partir du Jurassique supérieur, le prisme d'accrétion clastique syntectonique s'étend vers l'est, en traversant le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. À son origine le prisme est constitué de dépôts de schistes qui passent de marins à continentaux et de grès succédant à des faciès clastiques à

prédominance non marine du Paléocène.

Chronologie des forages Plus de 20 000 puits ont été forés dans cette région, la plupart dans les zones déjà en production. Des forages d'explorations doivent être effectués dans une bonne partie de la zone présentant des possibilités.

Roches-mères potentielles Schistes jurassiques et crétacés des formations de Winnipeg, de Bakken et d'Exshaw.

Roches réservoirs potentielles Toute la section contient des réservoirs potentiels, notamment les grès cambro-ordoviciens, les carbonates du Carbonifère inférieur de l'Est et du Centre du bassin et les grès du Jurassique-Crétacé.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Les plus importantes accumulations sont associées aux sous-affleurements érodés du Carbonifère qui se rencontrent dans le Sud-Est de la Saskatchewan et dans le Sud-Ouest du Manitoba, où plus de 300 millions de mètres cubes de pétrole extractible sont répartis entre plus de 120 champs pétrolières. Les gisements Weyburn, Midale et

Steelman sont les plus importants. Le deuxième groupe de champs en importance produit du gaz naturel et du pétrole extraits de la formation de Shaunavon du Jurassique moyen et des formations de Roseray et de Cantuar, qui datent du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur, dans une zone de 200 km de longueur dans le Sud-Ouest de la Saskatchewan. Ces dépôts correspondent à des pièges stratigraphiques et structuraux qui sont associés à la marge ouest du bassin. Du pétrole est également extrait des grès de Bakken. Le long de la marge ouest du bassin, dans les sables de Milk River-Medicine Hat, des réserves et des ressources gazières potentielles sont emprisonnées dans des formations étendues, peu profondes et soumises à une faible pression. Les plus récentes découvertes de pétrole ont eu lieu dans le Sud-Ouest du Manitoba, où des couches rouges triasiques et jurassiques reposent sur les sous-affleurements carbonifères (champ Waskada).

On croit qu'il existe d'autres ressources potentielles dans des grès et dolomies du Paléozoïque inférieur, dans des carbonates dévoniens et dans des roches réservoirs prouvées.

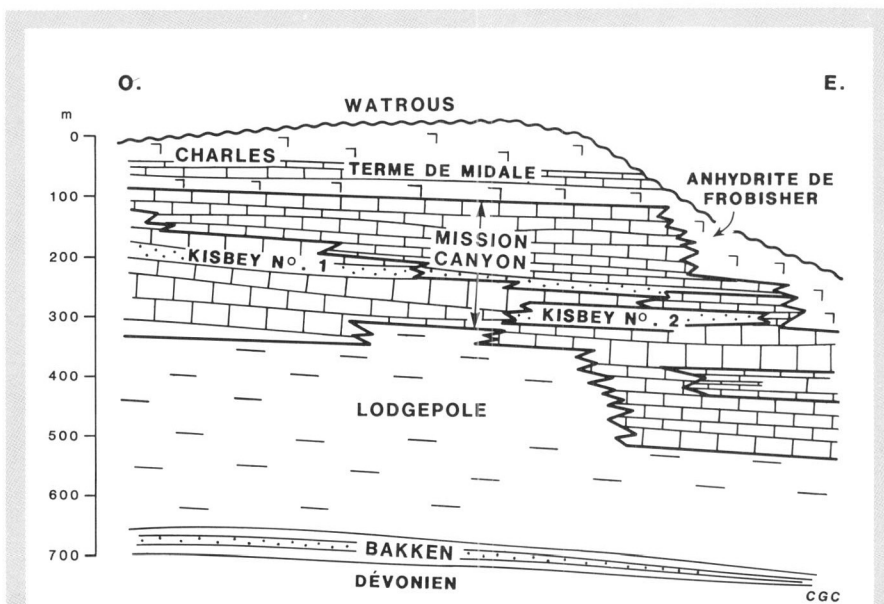


Figure 3.6 Distribution des faciès dans la stratigraphie carbonifère du bassin de Williston, à l'origine des pièges stratigraphiques (d'après Edie, 1958)

ZONE DÉFORMÉE

Étendue Superficie de 193 000 km², dont approximativement 40 000 km² dans les Contreforts des Rocheuses, formant une zone linéaire qui s'étend sur 1 000 km depuis la frontière des États-Unis, à Waterton, jusqu'au sud du district de Mackenzie.

Géologie Comme dans les plaines adjacentes, la stratigraphie de la Zone déformée est constituée de deux prismes d'accrétion qui s'épaississent vers l'ouest. Le plus ancien, où les dépôts marins prédominent, est le prolongement du prisme des plaines adjacentes; sa mise en place date du Paléozoïque et du Mésozoïque inférieur. Cependant, il porte la trace de la transition entre les sédiments de plate-forme des plaines et les successions équivalentes, mais beaucoup plus épaisses, du miogéoclinial. De plus, les couches absentes des plaines au voisinage des discordances sont préservées en bonne partie dans la Zone déformée, ce qui rend possible une reconstitution plus complète de la paléogéographie. Le deuxième prisme de la section, mésozoïque supérieur et cénozoïque, constitue le prolongement des couches de sédiments clastiques vers l'est, jusque dans une avant-fosse mobile qui s'est formée sous l'effet de la charge exercée par le soulèvement et le télescopage des montagnes. Une bonne partie des dépôts les

plus anciens du prisme de sédiments clastiques a été arrachée à son milieu de sédimentation et déposée dans des parties plus jeunes de l'avant-fosse. Structuralement, la Zone déformée est constituée de deux principaux éléments: les montagnes Rocheuses et les Contreforts des Rocheuses. Jusqu'ici, seuls les Contreforts ont donné lieu à des travaux d'exploration importants. Les structures sont typiques d'un décollement (thin-skinned structure) mais, à l'intérieur de ce cadre général, coexistent plusieurs structures régionales. Le Sud est dominé par des failles de poussée imbriquées (figure 3.7), tandis que le Nord renferme davantage de plis et de failles de poussée en cul-de-sac (blind thrusts) (figure 3.8).

Chronologie des forages Le premier puits de pétrole de l'Ouest canadien a été foré en 1902 dans la ville de Oil City, aujourd'hui située dans le Parc national de Waterton. Depuis, de nombreux gisements de pétrole et de gaz naturel ont été mis à jour au sud de Waterton, jusqu'à Beaver River, dans la partie nord de la zone. Malgré tout, la zone n'a pas fait l'objet de travaux intensifs de forage, parce que les coûts d'exploration sont prohibitifs, la prospection sismique pose des difficultés techniques et le gaz est acide, corrosif et dangereux pour l'environnement.

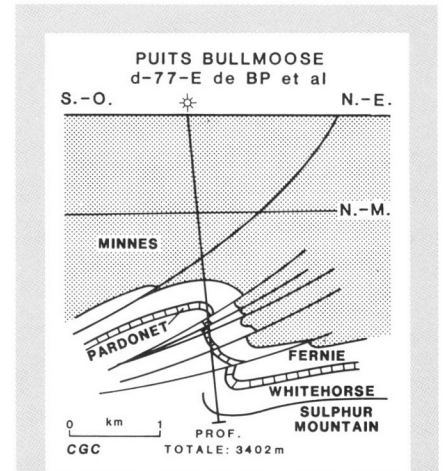


Figure 3.9 Coupe structurale du champ Bullmoose, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique (d'après Barsz et Montandon, 1981)

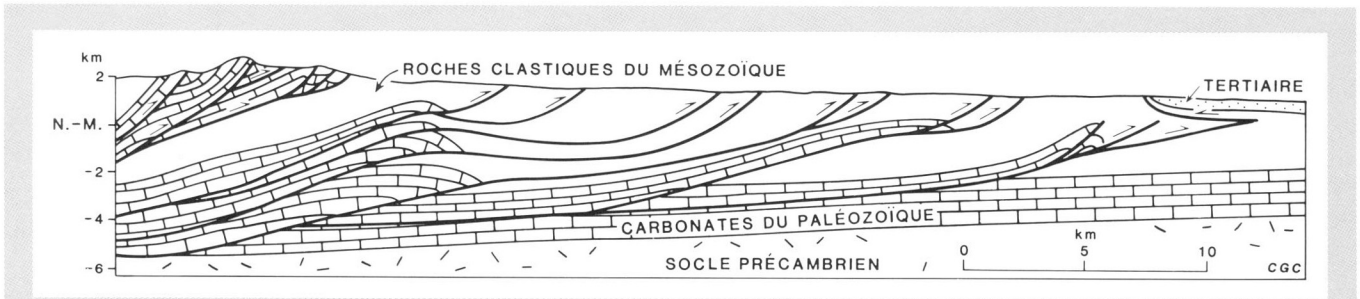


Figure 3.7 Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts des Rocheuses au Sud de l'Alberta. Le plissement est dominé par des failles de poussée (d'après Bally et coll., 1966)

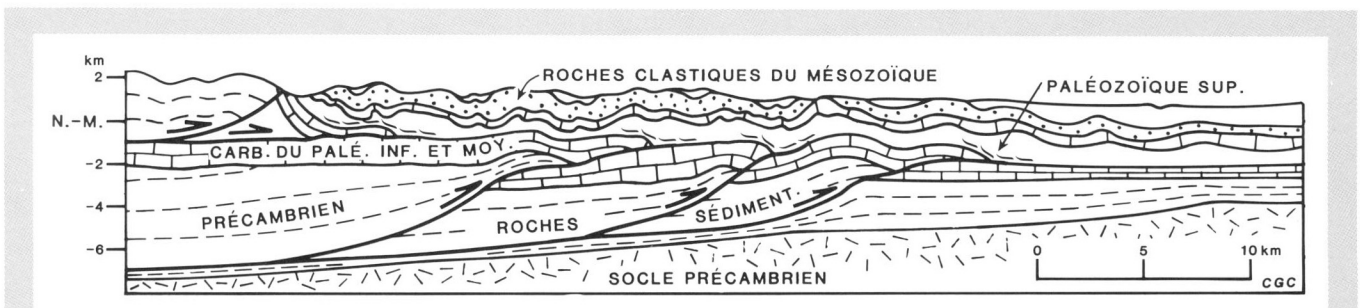


Figure 3.8 Coupe structurale généralisée à travers les Contreforts du Nord de la Colombie-Britannique. Prédominance de plis et de failles de poussée en cul-de-sac (blind thrusts)

Roches-mères potentielles Dans le Sud, les principales roches-mères sont constituées de schistes marins forcés du Dévonien et du Mississippien. Dans le Nord, on rencontre une variété de roches paléozoïques et mésozoïques semblables. Les études indiquent que la maturité des formations de la partie ouest est peut-être moins avancée qu'on ne l'a cru jusqu'à maintenant.

Roches réservoirs potentielles Dans le Sud, les principales roches réservoirs se trouvent dans les successions mississippiennes et crétacées; dans le Nord des Contreforts des Rocheuses, il en existe aussi qui sont importantes dans le Dévonien et le Trias. La porosité est généralement limitée, en raison de la grande profondeur d'enfouissement, mais on rencontre beaucoup de roches réservoirs fracturées.

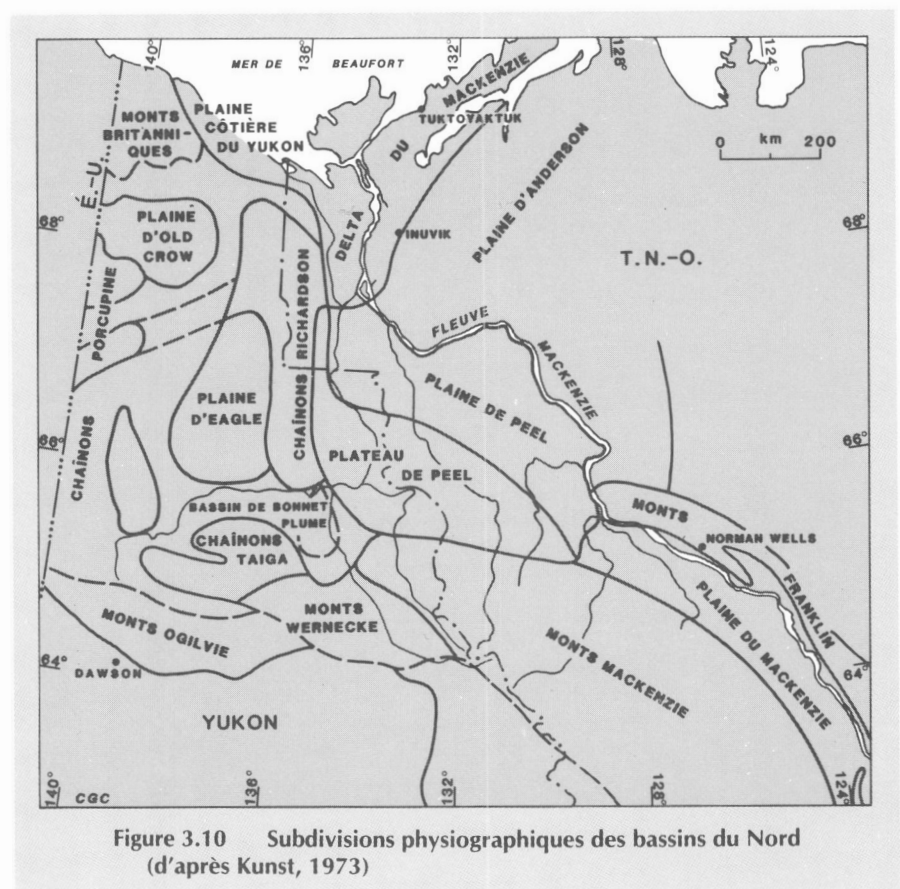
Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Les réserves prouvées restantes se chiffrent à 226,6 milliards de mètres cubes de gaz naturel et à 0,8 million de mètres cubes de pétrole. Comme une bonne partie du gaz naturel est acide et nécessite un traitement, le soufre est devenu un sous-produit important qui peut être commercialisé. Comparativement aux autres parties du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, la densité des forages est très faible dans la Zone déformée. Beaucoup de situations à explorer n'ont pas encore été sondées.

BASSINS DU NORD

Étendue Superficie d'environ 490 000 km², dont près de 30 000 à l'ouest des chaînons Richardson, dans le bassin de la plaine d'Eagle et le bassin d'Old Crow.

Géologie La plupart des auteurs considèrent ce bras nord du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien comme un groupe de régions physiographiques ou de bassins distincts (figure 3.10). Il comprend la plaine d'Anderson, la plaine du Mackenzie, la plaine et le plateau de Peel, plus le bassin de la plaine d'Eagle et le bassin d'Old Crow, jusqu'à l'ouest des chaînons Richardson. Néanmoins, on peut dire grosso modo que l'ensemble de la région est analogue au bassin de l'Alberta car, comme lui, elle est constituée de deux grands prismes d'accrétion séparés par une importante surface de discordance.

Le prisme inférieur est formé de roches de plate-forme, à prédominance de carbonates marins, qui couvrent l'épisode compris entre le Cambrien inférieur et le Dévonien moyen. Cette succession carbonate-schiste, qui est interrompue par plusieurs discordances régionales, est dérivée du Bouclier canadien et atteint une épaisseur d'environ 3 000 m au contact de la marge extérieure du craton. On trouve largement répandus dans la région du plateau de Peel des dépôts de halite évaporitique qui datent du Cambrien inférieur. Dans l'Ouest ou dans les parties plus profondes de la région (figure 3.11), la succession carbonate passe à des schistes graptolitiques noirs. Des récifs (figure 3.12) se sont formés au cours du Dévonien moyen dans la région de la plaine du Mackenzie et dans le bassin de la plaine d'Eagle. Dans ce dernier, le Dévonien supérieur est représenté par des débris clastiques produits lors de soulèvements et charriés vers le nord et dont le dépôt s'est poursuivi jusqu'à la fin du Paléozoïque. Ailleurs, le Paléozoïque supérieur est en grande partie absent, ou du moins n'a pas laissé de dépôts puisque la



région émergeait en grande partie à cette époque. Les schistes marins du Jurassique supérieur marquent le début d'une transgression importante; une bonne partie de la région contient d'épaisses couches basales de grès et de schistes du Crétacé inférieur. Les roches du Crétacé supérieur et du Tertiaire, dérivées en grande partie de l'orogénèse de Laramide à l'ouest et au sud, ont largement été balayées à l'époque de la

formation du réseau hydrographique du fleuve Mackenzie.

Chronologie des forages Dès le début, les forages ont conduit à la découverte du champ Norman Wells en 1920. Depuis, environ 150 puits ont été forés dans la région, la plupart à partir de 1960. On compte 24 puits dans le bassin de la plaine d'Eagle mais aucun dans le bassin d'Old Crow.

Roches-mères potentielles Il existe des roches-mères potentielles dans des schistes du Paléozoïque et du Crétacé, notamment les schistes graptolitiques de l'Ordovicien au Dévonien et les schistes bitumineux du Dévonien moyen et supérieur. Les schistes protérozoïques sont également des horizons pétrolifères possibles dans la région du plateau de Peel.

Roches réservoirs potentielles Jusqu'à maintenant, les faciès biologiques (biohermes), les faciès du Dévonien moyen représentent les roches réservoirs les plus prometteuses. Plusieurs grès cambriens, carbonifères, permien et crétacés présentent également des possibilités d'accumulation.

Accumulations d'hydrocarbures connues Selon les évaluations, le champ de pétrole Norman Wells est le plus gros gisement découvert dans la région. En effet, il contient environ 40 millions de mètres cubes de pétrole extractible. On y a découvert deux gisements de gaz naturel et un gisement de gaz naturel et de pétrole dans le grès carbonifère du bassin de la plaine d'Eagle. À Tedji Lake, on a découvert, dans des grès du Cambrien, un gisement de gaz naturel dont on estime les ressources à environ 2,5 milliards de mètres cubes.

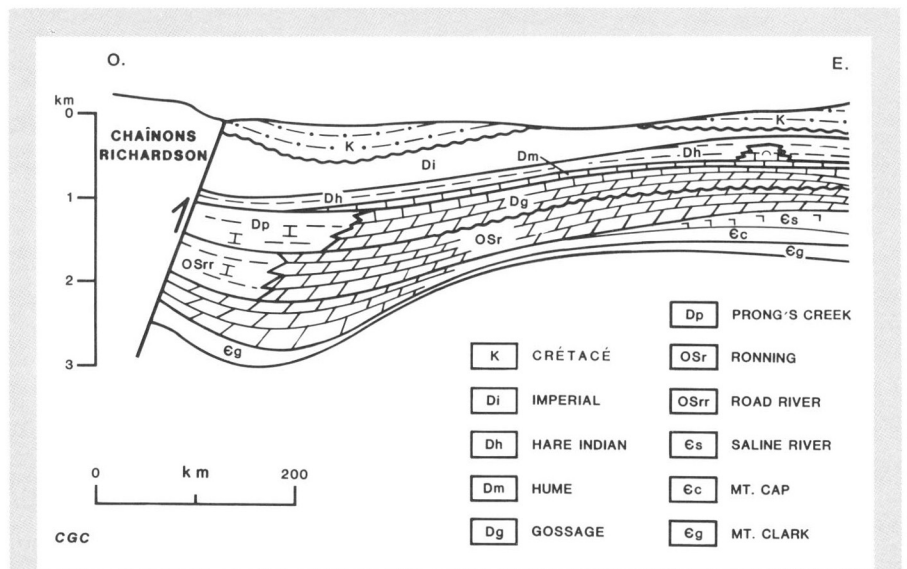


Figure 3.11 Coupe stratigraphique schématique à travers le plateau de Peel (d'après Kunst, 1973)

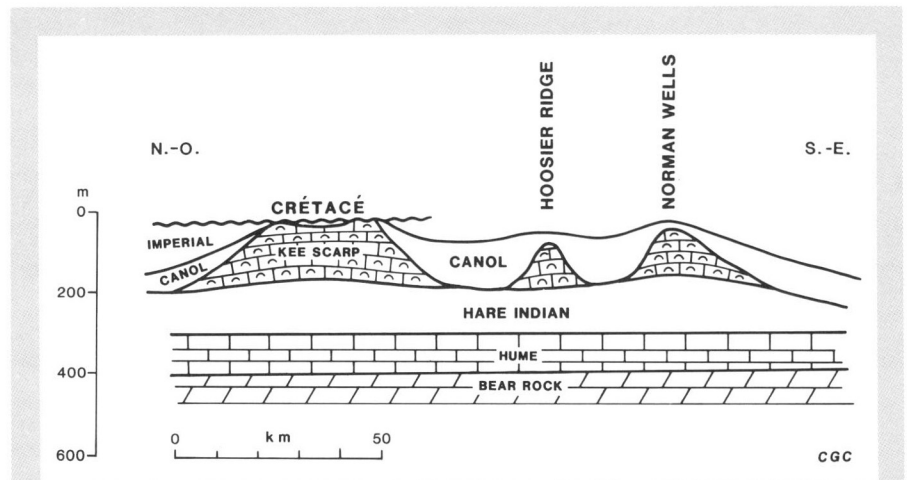


Figure 3.12 Relations stratigraphiques des récifs dévoniens de la formation de Kee Scarp

BASSINS DE LA CORDILLÈRE

Introduction

Les théories récentes attribuent la formation de la Cordillère à une collision entre l'Amérique du Nord et au moins deux autres terrains. L'accostage de ces terrains exotiques au cours du Jurassique et du Crétacé a donné naissance aux bombements tectoniques soudés et composés de roches métamorphiques et plutoniques qui subdivisent la Cordillère. De plus, il a causé le télescopage et l'épaississement tectoniques de la Zone déformée des montagnes Rocheuses. Les bassins subséquents, mésozoïques et tertiaires, de la région d'entremont reposent donc sur des successions variées qui ont leur origine à l'extérieur du contexte paléogéographique nord-américain.

Contrairement aux autres régions côtières du Canada, la côte ouest correspond à la marge d'une plaque continentale, tectoniquement active, où se déroulent encore des mouvements de subduction et d'ample translation de la croûte terrestre. La partie immergée de la Colombie-Britannique est située dans la zone tectonique insulaire qui, à l'instar de la majeure partie de la Colombie-Britannique, est constituée de terrains allochtones qui se sont ajoutés à la marge occidentale de l'ancienne plaque nord-américaine. Les zones favorables à l'accumulation de pétrole sont retrouvées dans les successions sédimentaires intégrées à des parties des terrains exotiques dont la déposition est antérieure à l'accrétion, dans les mélanges et les assemblages d'avant-fosse qui se sont constitués par suite de la collision et de la soudure des terrains, ainsi que dans les bassins formés après la soudure sous l'effet de la subduction.

Réserves et potentiel

Aucune réserve n'a encore été découverte dans cette région, et aucune évaluation du potentiel des bassins d'entremont n'a encore été effectuée. D'après les quelques indications géochimiques que l'on possède, il semble peu probable que ces bassins aient un potentiel pétrolier important. Le métamorphisme thermique observé dans ces bassins laisse supposer qu'il pourrait recéler de faibles gisements de gaz sec; par contre, d'autres auteurs ont avancé le chiffre de 150 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

Le tableau IV indique les évaluations du potentiel des bassins de la côte ouest. Les horizons pétrolifères les plus prometteurs se trouvent en majeure partie sur le terrain Wrangellia et empiètent, par endroits, sur des parties du terrain Alexander au nord, et sur les terrains Olympic et Pacific Rim au sud. Deux grands bassins sédimentaires ont

TABLEAU IV
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL
AU LARGE DE LA CÔTE OUEST

	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
POTENTIEL EN PÉTROLE (10^6 m ³)	—	50	110
POTENTIEL EN GAZ (10^9 m ³)	40	270	760

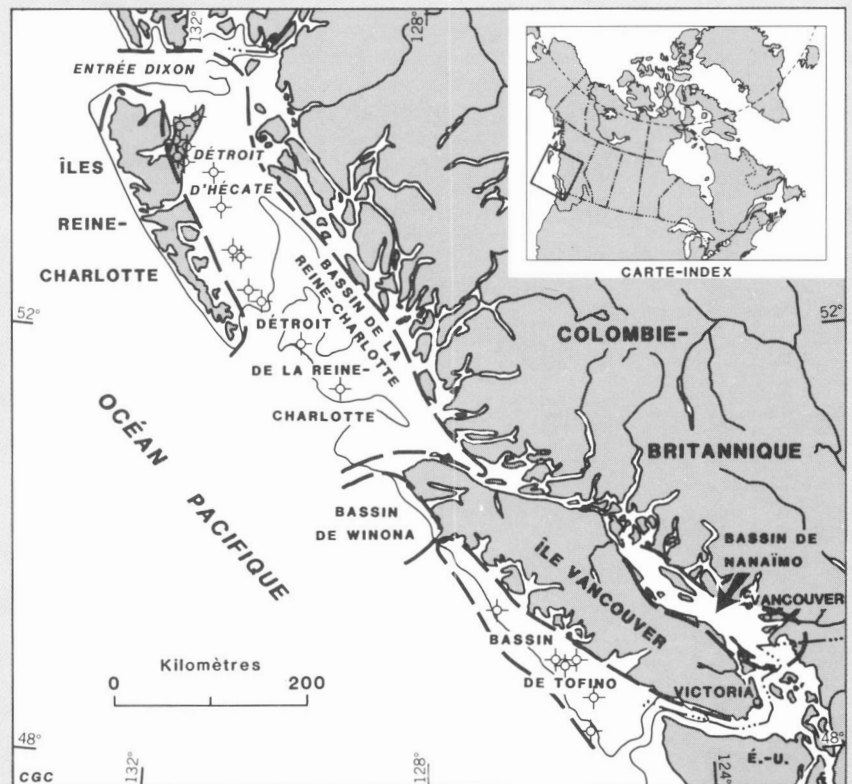


Figure 3.13 Positions des bassins de la côte ouest de la Colombie-Britannique

été reconnu, le bassin de la Reine-Charlotte entre les îles Reine-Charlotte et la terre ferme, ainsi que le bassin de Tofino, au large de la côte ouest de l'île Vancouver. Il y a aussi le petit bassin de Winona sur le talus continental, au large de la côte nord de l'île Vancouver, et le bassin de Nanaïmo, plus vaste mais peu profond, entre le sud de l'île Vancouver et la terre ferme. Le Tertiaire des bassins de la Reine-Charlotte et de Tofino a été sondé par un certain nombre de puits, mais sans succès. À cause des conditions de

l'environnement, les derniers forages en mer remontent à 1969. Nombre des situations à explorer, en particulier celles dont on suppose l'existence sous le terrain sédimentaire du Tertiaire, n'ont pas encore fait l'objet de forages, et c'est pourquoi les évaluations ne sont pas d'une très grande précision, comme c'est souvent le cas dans les régions pionnières.

BASSIN DE LA REINE-CHARLOTTE

Étendue Cette région, d'une superficie d'environ 50 000 km², englobe les terrains sous-jacents au détroit de la Reine-Charlotte, au détroit d'Hécate et à l'entrée Dixon, jusqu'à l'isobathe de 200 m.

Géologie Sur un socle éonomique de roches volcaniques triasiques du groupe de Karmutsen repose une épaisse succession essentiellement marine de sables, schistes, calcaires et de grès fissiles volcano-clastiques qui datent du Jurassique. Faillées, plissées et érodées par endroits, ces roches sont surmontées de sédiments clastiques du Crétacé inférieur et supérieur. Au Crétacé supérieur, les deux successions ont une fois de plus été soumises à des faillages et plissements. D'épaisses couches volcaniques de la formation de Masset reposent en discordance sur ces formations dans le Nord-Ouest et s'imbriquent latéralement dans la partie inférieure des épaisses couches clastiques du Tertiaire. Dans le Sud du détroit de la Reine-Charlotte, une fracture tectonique est recouverte d'un dépôt de sédiments de la formation miocène de Skonun. Ces dépôts sont postérieurs à la suture continentale, et présentent des épaisseurs de 4 500 m.

Chronologie des forages Dès 1915, la société British Columbia Coal Company a foré un puits peu profond (490 m) dans l'île Graham. En 1950, la Royalite a foré le puits terrestre Queen Charlotte jusqu'à une profondeur de 1 006 m. Entre 1958 et 1961, la Richfield a foré sur la terre ferme six puits de faible profondeur (tous inférieurs à 2 500 m). Entre 1967 et 1969, Shell Canada a foré 14 puits sous-marins, dont 8 dans la région des îles de la Reine-Charlotte, afin de sonder des situations datant du Tertiaire.

Roches-mères potentielles On sait que les schistes riches en matières organiques des formations jurassiques de Kunga et de Maude ont produit du pétrole, dont une partie a déjà quitté la roche-mère. On sait également qu'il existe des schistes marins carbonifères dans le groupe crétacé de Queen Charlotte. À l'intérieur du Tertiaire, la formation de Skonun renferme des lignites. On croit que la section tertiaire n'a pas atteint un degré de maturité thermique suffisant.

Roches réservoirs potentielles Les grès sont fréquents dans une bonne partie des assemblages allochtones et des soudures antérieures au Crétacé, mais beaucoup ont une origine volcano-clastique et, par conséquent, présentent une porosité et une perméabilité limitées. La succession crétacée renferme plusieurs bonnes formations de grès marins purs. Les grès du Tertiaire ont une porosité qui apparaît bonne sur l'échelle de mesure, mais les grès riches en feldspath présentent une perméabilité qui va de variable à pauvre.

Accumulations d'hydrocarbures connues Des taches d'huile ont été signalées au puits sous-marin Sockeye B-10. Il y a eu brûlage de gaz à la torche à un des premiers puits (1915) forés dans les îles Reine-Charlotte. Des vacuoles de bitume ont été localisées dans la formation volcanique de Masset, de même que dans la formation de Yakoun du Jurassique moyen.

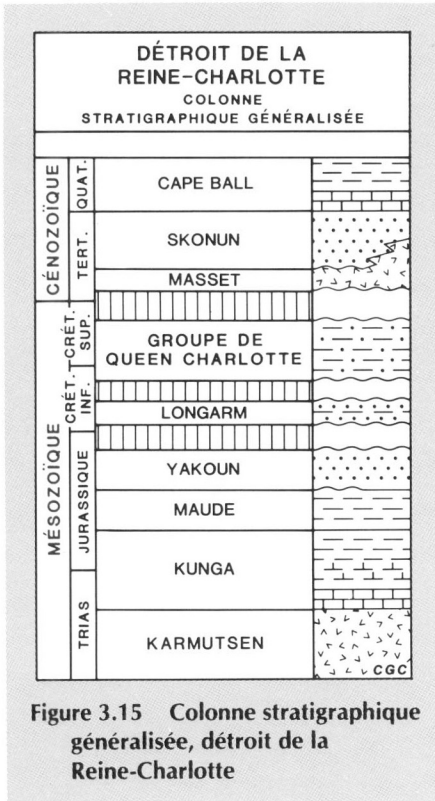


Figure 3.15 Colonne stratigraphique généralisée, détroit de la Reine-Charlotte

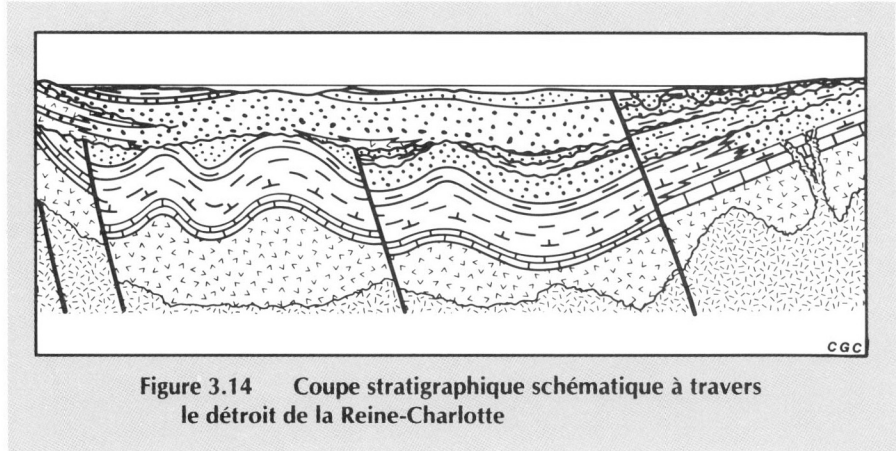


Figure 3.14 Coupe stratigraphique schématique à travers le détroit de la Reine-Charlotte

BASSINS DE TOFINO ET DE WINONA

Étendue Le bassin de Tofino s'étend sous une partie du plateau et du talus continentaux, au large de l'île Vancouver, sur environ 9 000 km² en deçà de l'isobathe de 200 m (figure 3.13). Le bassin de Winona englobe une partie du plateau et du talus continentaux au nord de l'île Vancouver; il a une superficie d'environ 5 000 km² et se trouve en majeure partie au-delà de l'isobathe de 200 m.

Géologie Des sections épaisses (4 000 m) de sédiments caractéristiques d'un dépôt lent ont été identifiées, au moyen de profils sismiques, dans les deux bassins. Les forages effectués dans le bassin de Tofino ont confirmé que ces sédiments remontent au Tertiaire supérieur. Ces dépôts reposent en discordance sur des roches volcaniques, plutoniques et sédimentaires déformées du Tertiaire inférieur et du Mésozoïque. Les sédiments néogènes forment un prisme relativement intact qui s'épaissit à partir de l'île Vancouver jusqu'à la base du talus continental. Les sédiments en grande partie marins renferment surtout des pélites calcaires et un peu de grès fissile marins. Ces derniers sont mal consolidés et datent du Miocène et du Pliocène. Des grès se présentent à proximité de la base de la succession. On observe des structures de forte amplitude horizontale mais de faible hauteur qui résultent des mouvements tectoniques reliés à la subduction d'une part et de la surpression et du mouvement diapirique des schistes argileux d'autre part.

Les épaisses couches sédimentaires du bassin de Winona n'ont pas encore été forées, parce que la majeure partie du bassin se trouve en eaux très profondes. Des pélites, des conglomérats gréseux et un peu de charbon ont été extraits des parois des canyons sous-marins qui entaillent le talus continental, au-dessus du corps principal du bassin. Les sédiments forment un prisme qui plonge vers la mer, sous le plateau et le talus continentaux et, en aval-pendage, sont

faillés jusqu'en eaux très profondes. Les enregistrements sismiques révèlent une déformation de la partie profonde du bassin près de la base du talus et sous la crête de Winona située en eaux profondes à une distance de 110 km des côtes (figure 3.18).

Chronologie des forages Shell Canada a foré six puits d'exploration sous-marins dans les sédiments tertiaires du bassin de Tofino, entre 1967 et 1969. Récemment, un moratoire a été imposé sur les forages au large des côtes de la Colombie-Britannique, pour des raisons environnementales.

Roches-mères potentielles On n'a pas encore trouvé de bonnes roches-mères dans la succession néogène. Les sédiments clastiques fins sont constitués exclusivement de pélites gris pâle, pauvres en matières organiques.

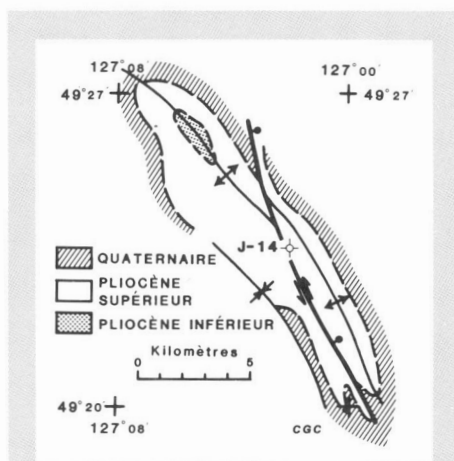


Figure 3.17 Affleurement du fond marin, anticlinal Apollo (d'après Yorath, 1980)

Roches réservoirs potentielles De bons indices de porosité et de perméabilité ont été mesurés dans les carottes arrachées aux parois des puits d'exploration. Les grès les plus favorables à l'accumulation de pétrole se trouvent à la base de la succession.

Accumulations d'hydrocarbures connues Les puits Pluto I-87 et Prometheus H-68 forés dans le bassin de Tofino ont croisé de petites accumulations de gaz à de faibles profondeurs. L'analyse du gaz a révélé des teneurs en méthane assez élevées; les valeurs de C₂ à C₅+ ont tendance à augmenter avec la profondeur et l'âge des sédiments tertiaires.

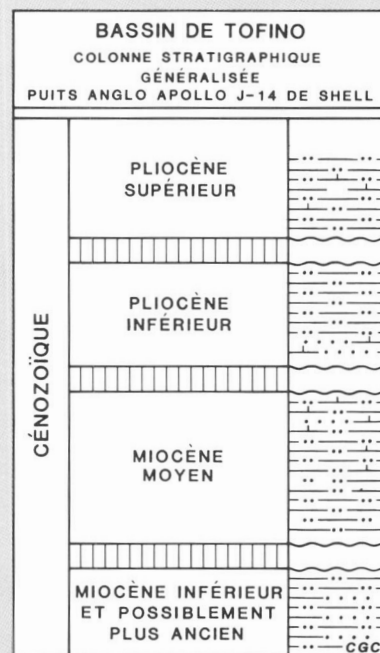


Figure 3.16 Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Tofino

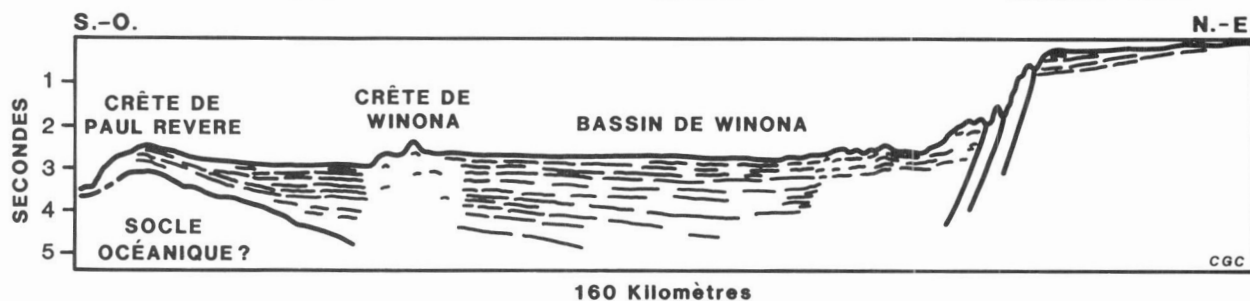


Figure 3.18 Coupe structurale schématique (sismique), bassin de Winona (d'après Chase et coll., 1975)

BASSINS D'ENTREMONT

Étendue Superficie totale de 240 000 km² répartie entre quatre grands bassins (figure 3.19), à savoir les bassins de Whitehorse, de Bowser et de Nechako (ce dernier comprenant la dépression de Tyaughton) et la dépression de Quesnel.

Géologie Dans la plupart des bassins d'entremont, des carbonates du Paléozoïque supérieur et des schistes siliceux d'eau profonde équivalents reposent sur des assemblages volcaniques altérés et contiennent une faune étrangère à l'Amérique du Nord. Ces terrains sont généralement surmontés de carbonates et de roches volcaniques d'arc insulaire du Trias qui sont eux aussi interprétés comme étant exotiques et sur lesquels reposent des roches clastiques syntectoniques dont on attribue l'existence à la collision et à l'accrétion de plaques continentales. Le Crétacé moyen et supérieur sont représentés par une autre génération de roches clastiques grossières qui résultent d'une deuxième accrétion majeure sur la marge ouest de l'Amérique du Nord. Les bassins ont été fortement plissés et faillés pendant chacune des accrétions. L'épaisseur totale des sédiments a peut-être dépassé 12 000 m avant l'exhaussement et l'érosion de quelques-uns des bassins. À la fin du Tertiaire et au cours de l'Holocène, le volcanisme a recouvert le bassin de Nechako (figure 3.20) et, du même coup, masqué la géologie sous-jacente.

Chronologie des forages Un puits a été foré dans le bassin de Bowser, et quatre dans le bassin de Nechako. Les autres bassins n'ont encore fait l'objet d'aucun forage d'exploration.

Roches-mères potentielles La plupart des bassins renferment des charbons ou des grès carbonacés, et on croit que les sédiments contiennent des matériaux organiques d'origine surtout terrestre. Toutes ces formations présentent un très bon degré de maturité thermique, de sorte que tout le gaz naturel possède une maturité avancée.

Roches réservoirs potentielles Les diverses successions sédimentaires abondent en grès. Immatures au moment de leur dépôt, ces grès ont en majeure partie perdu de leur porosité et de leur perméabilité sous l'effet de l'altération.

Accumulations d'hydrocarbures connues Des traces de gaz naturel sec ont été signalées dans le puits du bassin de Bowser.

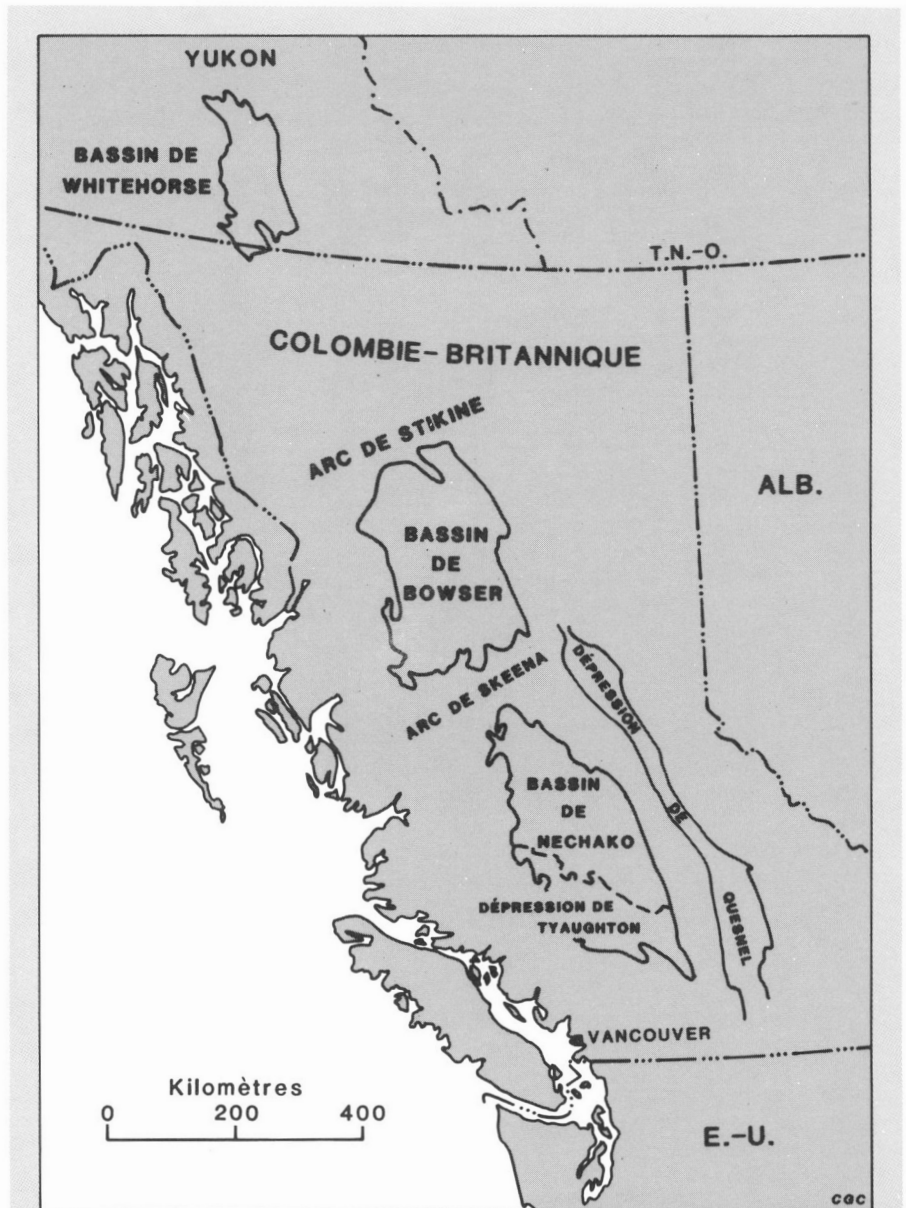


Figure 3.19 Position des bassins d'Entremont (d'après Koch, 1973)

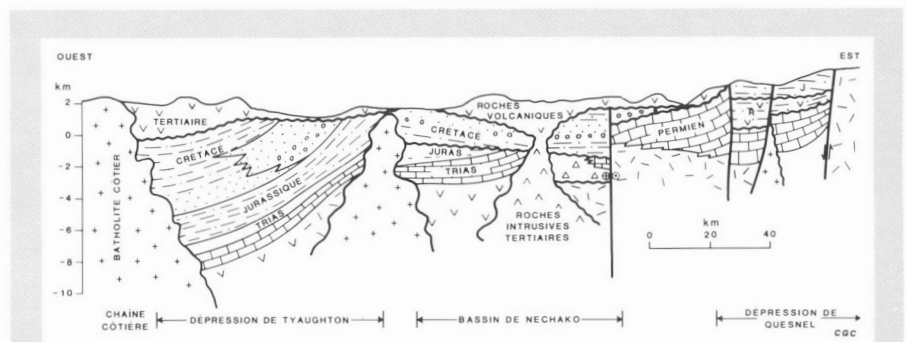


Figure 3.20 Coupe schématique transversale des terrains compris entre les dépressions de Tyaughton et de Quesnel (d'après Koch, 1973)

MER DE BEAUFORT — DELTA DU MACKENZIE

Introduction

Cette région comprend la partie continentale du delta du Mackenzie, la péninsule de Tuktoyaktuk et le domaine marin qui s'étend jusqu'à l'extrémité du plateau continental, à une profondeur d'environ 200 m. Au nord-est, la limite de la région a été située arbitrairement au milieu du golfe Amundsen. La région repose sur des grès et schistes deltaïques du Mésozoïque et du Cénozoïque dont l'épaisseur croît rapidement vers la mer pour atteindre 12 000 m à proximité de l'emplacement actuel du delta. Ces couches reposent à leur tour sur des roches faillées du Paléozoïque qui descendent brusquement, jusque sous le terrain mésozoïque-cénozoïque. Par la suite, les roches du Paléozoïque montent à la surface et affleurent dans la partie sud de la région. Le bassin présente des dépôts sédimentaires successifs qui datent du Mésozoïque et du Cénozoïque. Au cours du Crétacé supérieur et de l'Holocène, d'épaisses couches de roches clastiques se sont déposées dans une série de prismes deltaïques mobiles qui se sont formés sur la marge continentale passive de la partie sud de la mer de Beaufort.

Réerves

Le tableau V indique les volumes de pétrole et de gaz découverts jusqu'à maintenant. Les valeurs indiquées correspondent aux réserves probables plutôt qu'aux réserves restantes prouvées. C'est en effet habituellement le cas, puisque, dans le cas de la plupart des découvertes, la nature et l'étendue des réservoirs sont encore mal connues. Outre le fait que très peu de puits de délimitation ont été forés, bien des facteurs expliquent la très grande variabilité de l'évaluation des réserves de cette région, en particulier celles de la mer de Beaufort.

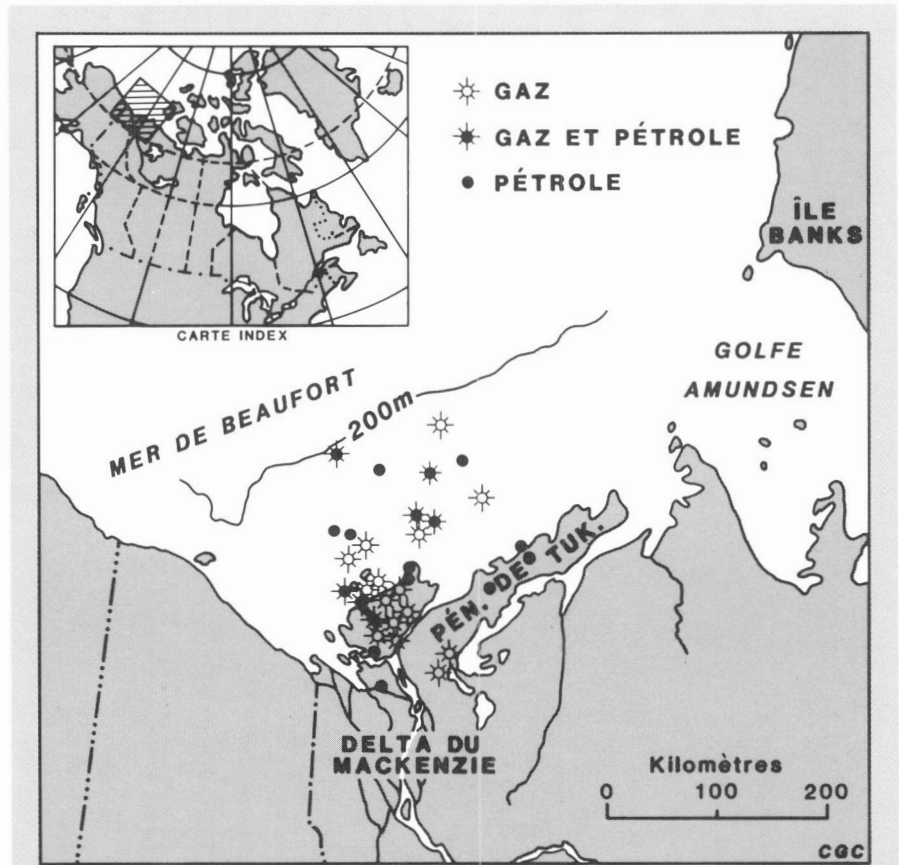


Figure 3.22 Découvertes de pétrole et de gaz, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

Contrairement à ce que l'on trouve dans d'autres régions pionnières, beaucoup de réservoirs sont habituellement mal définis par les diagraphies mécaniques. Ils ont de

plus une qualité qui varie de médiocre à passable et une continuité latérale douteuse. Ils n'ont d'ailleurs pas été soumis à un essai probant aux maîtresses-tiges et ne sont

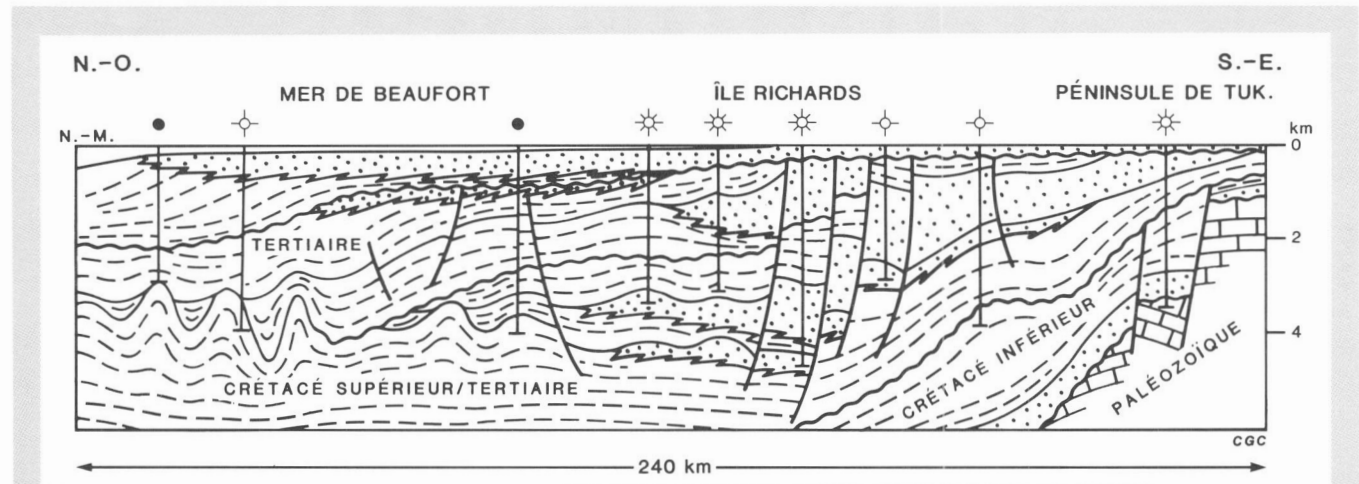


Figure 3.21 Relations stratigraphiques, région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

pas faciles à définir par prospection sismique. Dans le tableau V, nous avons indiqué les volumes de pétrole et de gaz dont nous supposons l'existence en nous fondant sur un jugement d'ordre géologique-géophysique en ce qui a trait à la continuité latérale et verticale des gisements. Les évaluations sont donc nécessairement prudentes et il faudra certainement les modifier considérablement.

Potentiel

La région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie a un potentiel évalué à 1,347 milliard de mètres cubes de pétrole et à 1 865 milliards de mètres cubes de gaz naturel selon une probabilité moyenne (tableau VI). Selon la probabilité faible, les évaluations sont d'environ 3 milliards de mètres cubes de pétrole et de plus de 4 000 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Ces chiffres semblent élevés pour une région relativement petite, mais ils ne sont pas exagérés si l'on considère le fort taux de succès des forages et la découverte, dès le début, de trois gigantesques gisements de gaz naturel (85 milliards de mètres cubes). Le potentiel le plus élevé, en pétrole comme en gaz naturel, se trouve dans la mer de Beaufort, tant dans la partie actuellement évaluée au moyen de forages que dans la grande partie de la région qui s'étend vers l'ouest, jusqu'à la frontière canado-américaine. Cette immense zone n'a pratiquement pas fait l'objet de forages d'exploration mais les profils sismiques nous apprennent qu'elle contient des éléments semblables à ceux de la région du delta. Dans la région qui a surtout retenu l'attention ces dernières années, de nombreuses structures n'ont été sondées qu'en surface. Il reste encore des situations en biseaux stratigraphiques, des pièges-failles et de nombreuses autres situations à explorer plus à fond, tout comme celles associées à la sédimentation deltaïque.

Économie et environnement

Aux fins d'une évaluation économique, la région de la mer de Beaufort peut être subdivisée selon la profondeur d'eau. Dans les faibles profondeurs, soit celles qui sont inférieures à environ 20 m, il est possible de construire des îles artificielles, tandis que dans les grandes profondeurs il faut utiliser des plates-formes de forage. Dans les deux cas, cependant, l'équipement de mise en valeur doit pouvoir résister aux pressions provoquées par les glaces. Quant aux canalisations de transport, elles doivent être enfouies ou protégées de la glace de quelque autre manière pour que les opérations puissent se dérouler à longueur d'année. On a commencé à mettre au point la technologie permettant de produire et de transporter le pétrole de la mer de Beaufort toute l'année durant mais rien n'a encore été mis à l'essai.

Sur le continent, dans le Sud du Delta et la péninsule de Tuktoyaktuk, le coût des travaux de mise en valeur est peut-être moindre que dans la mer de Beaufort mais demeure beaucoup plus élevé que dans les provinces de l'Ouest. Dans ce secteur tout comme dans la mer de Beaufort, les basses températures et les longues périodes d'obscurité limitent le rendement. Il sera difficile d'écouler le gaz de ces régions aux prix actuels ou prévus du marché, tant au Canada qu'à l'étranger et cela risque de freiner dans l'avenir les travaux de mise en valeur dans cette région. Le transport du pétrole produit sur la terre ferme ou à proximité sera possible dans la meure où l'on disposera d'un réseau qui, pour être rentable, devra peut-être également transporter du pétrole de la mer de Beaufort. Le coût des forages dans la partie terrestre du delta a varié jusqu'ici entre 2 000 et 3 000 \$/m (dollars de 1983). C'est environ deux fois plus que dans le couloir du Mackenzie, plus au sud, et de quatre à six fois plus environ que dans l'Ouest canadien. Dans la mer de Beaufort, le coût des forages d'exploration se situe entre 10 000 et 13 000 \$/m (dollars de 1983) dans des îles artificielles, et de 10 000 \$/m lorsqu'on utilise des navires de forage. Les prix des hydrocarbures produits dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie doivent être suffisants pour couvrir non seulement le coût du transport, mais aussi des frais de mise en valeur beaucoup plus élevés qu'ailleurs. Selon les estimations actuelles, il en coûterait environ de 4 à 6 milliards de dollars (1983) pour mettre en valeur un champ pétrolifère comme celui de Tarsiut qui est situé à une profondeur de 22 m sous l'eau.

Du point de vue de l'environnement, on se préoccupe surtout des effets possibles des déversements accidentels de pétrole. L'étendue des dommages dépend entre autres des facteurs suivants: volume de pétrole déversé,

TABLEAU V
RESSOURCES DÉCOUVERTES
(réserves probables)

DÉCOUVERTE	PÉTROLE	GAZ
	10 ⁶ m ³	10 ⁹ m ³
Issungnak	15,9	70,8
Niglintgak	3,7	22,7
Parsons	3,6*	62,3
Taglu	7,2*	68,0
Tarsiut	23,8	2,4
Autres découvertes (enregistrées)	63,0	60,2
TOTAUX	117,2	286,4
* Condensats		
Autres découvertes		
Adgo	Kopanoar	
Atkinson	Kugpik	
Atkinson Ouest	Kumak	
Garry Nord	Mallik	
Garry Sud	Mayogiak	
Imnak	Nektoralik	
Isserk	Nerlerk	
Itiyok	Netserk	
Ivik Nord-Est	Pelly	
Ivik Sud-Ouest	Reindeer	
Kamik	Titilik	
Kenalooak	Ukalerk	
Kiggavik	Ya Ya Nord	
Koakoak	Ya Ya Sud	

conditions océanographiques et météorologiques, époque de l'année où se produit l'accident, succès des mesures qui sont prises pour limiter les dégâts et état des glaces. Le transport par pétrolier peut être plus dangereux pour l'environnement que le transport par pipeline.

TABLEAU VI
POTENTIEL EN PÉTROLE ET GAZ NATUREL

POTENTIEL EN PÉTROLE (10 ⁶ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
	Sud du Delta-péninsule de Tuktoyaktuk	8	76
Île Richards-mer de Beaufort	287	1 271	3 060
TOTAUX	307*	1 347	2 962*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10 ⁹ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
	Sud du Delta-péninsule de Tuktoyaktuk	93	144
Île Richards-mer de Beaufort	747	1 721	4 070
TOTAUX	871*	1 865	4 103*

Nota: Évaluations en cours de révision au moment de mettre sous presse.

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

SUD DU DELTA — PÉNINSULE DE TUKTOYAKTUK

Étendue Cette région, d'une superficie de 30 000 km², comprend une extension sous-marine de la zone de failles de Tuktoyaktuk jusqu'au 71° parallèle.

Géologie Des roches clastiques, volcaniques et carbonatées du Protérozoïque, du Dévonien et du Permien ont été reconnues dans une zone d'affleurements sous-jacente au terrain mésozoïque-cénozoïque qui recouvre la région du Sud du delta et de la péninsule de Tuktoyaktuk. On suppose aussi l'existence, sous cette région, d'une succession cambrienne à silurienne. Les roches protérozoïques aux endroits où elles sont traversées par des intrusifs, sont constituées de matériaux clastiques et volcaniques. La période du Cambrien au Dévonien est représentée par des carbonates et la succession datant du Permien est composée de matériaux clastiques. On distingue dans cette région neuf successions sédimentaires qui s'étendent sur toute la largeur du bassin datant de l'époque allant du Jurassique supérieur au Crétacé inférieur. Chacune est généralement constituée d'une lentille épaisse de grès et de schistes clastiques de faciès surtout marin, construite en direction de la mer. Les variations d'épaisseur étaient sous l'influence d'un système d'arcs et de dépressions qui était probablement actif au moment de la déposition. Les anciennes lignes de rivage ont, comme les rivages actuels, une orientation nord-est-sud-ouest, bien qu'elles se trouvent plus au Sud-Est, où elles empiètent sur le craton. La transgression a atteint son maximum d'extension au cours de l'Albien. Les roches du Jurassique et du Crétacé inférieur gisent en discordance sous des schistes du Crétacé supérieur, qui sont eux-mêmes surmontés d'une mince succession de sables tertiaires.

Chronologie des forages Le premier puits d'exploration a été foré en 1962 et le premier gisement de pétrole a été découvert à Atkinson Point en 1970. Depuis ce temps, 74 puits ont été forés dans la région du Sud du delta et de la péninsule de Tuktoyaktuk.

Roches-mères potentielles La formation de Boundary Creek, du Crétacé supérieur, a été reconnue comme la source du pétrole de plusieurs gisements découverts. On croit que les condensats et le gaz naturel du gisement Parsons proviennent des schistes de la formation de Husky; celle-ci abonde en matières organiques terrigènes, mais son potentiel est encore méconnu. On trouve également des schistes riches en matières organiques dans la formation arctique de Red River, d'âge albien.

Roches réservoirs potentielles À travers les séquences, les schistes et les grès s'imbriquent les uns dans les autres, créant ainsi des conditions très propices à la formation et à l'obturation des réservoirs.

Accumulations d'hydrocarbures connues Du pétrole a été découvert à Kugpik, Kamik, Atkinson, Atkinson Ouest, Imnak, et Mayogiak (les pièges de Mayogiak et de Atkinson Ouest étaient constitués par des carbonates du Dévonien). Une importante accumulation de gaz naturel et de condensats a été découverte à Parsons Lake, où les réserves extractibles ont été évaluées à 62,3 milliards de mètres cubes de gaz naturel et à 3,6 millions de mètres cubes de condensats.

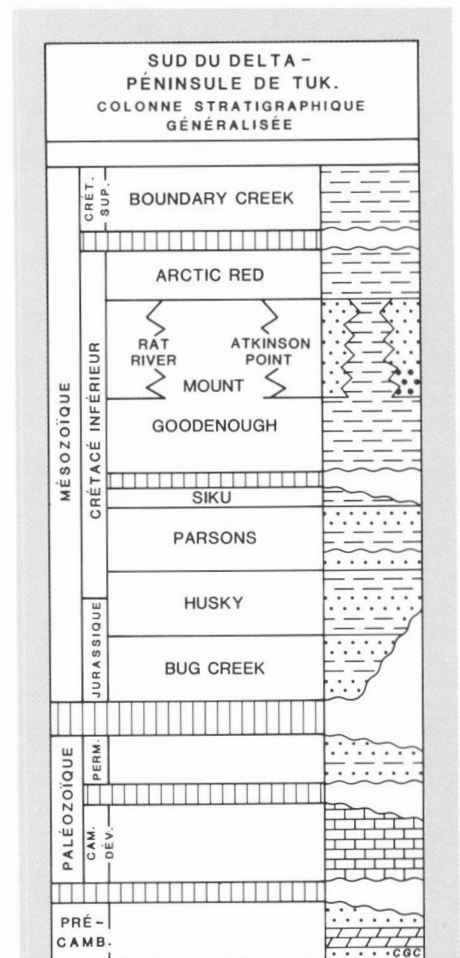


Figure 3.24 Colonne stratigraphique généralisée, Sud du delta-péninsule de Tuktoyaktuk

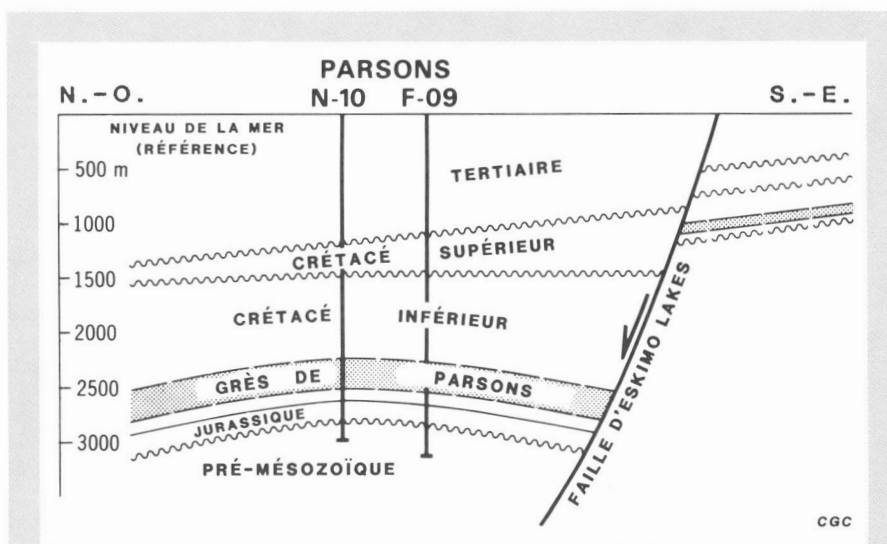


Figure 3.23 Coupe structurale schématique, champ de gaz de Parsons Lake (d'après Côté et coll., 1973)

ÎLE RICHARDS — MER DE BEAUFORT

Étendue Cette zone d'une superficie d'environ 55 000 km² s'étend vers la mer jusqu'à l'isobathe de 200 m.

Géologie Ce bassin renferme plusieurs centres de sédimentation du Mésozoïque supérieur et du Cénozoïque, où des sédiments clastiques se sont déposés dans une mosaïque de prismes deltaïques mobiles et dans les dépôts de courant de turbidité qui leur sont associés. La subsidence rapide du bassin et le dépôt de sédiments sous-compactés ont entraîné la formation de failles listriques contemporaines à la déposition et de boues diapires sur une grande échelle. On distingue neuf grandes séquences sédimentaires dont la déposition est due à l'action des variations eustatiques du niveau de la mer; dans chacune, la répartition des faciès est complexe et rend compte des positions successives du plateau continental et des principaux chenaux de sédimentation. On remarque, en général, que chaque séquence s'avance successivement vers le bassin, les plus jeunes recouvrant celles qui les précèdent.

Chronologie des forages Le premier puits d'exploration de la région a été foré dans l'île Richards en 1966 (Reindeer D-27). Puis, les travaux de forage se sont déplacés vers la mer. On a en effet commencé à construire des îles artificielles en 1973 et des navires à étrave renforcée en 1976. Jusqu'à ce jour, 82 puits ont été forés dans la région de l'île Richards et de la mer de Beaufort.

Roches-mères potentielles Les roches-mères n'ont pas encore été identifiées. Les études laissent croire à l'existence d'une importante migration verticale et, d'après la na-

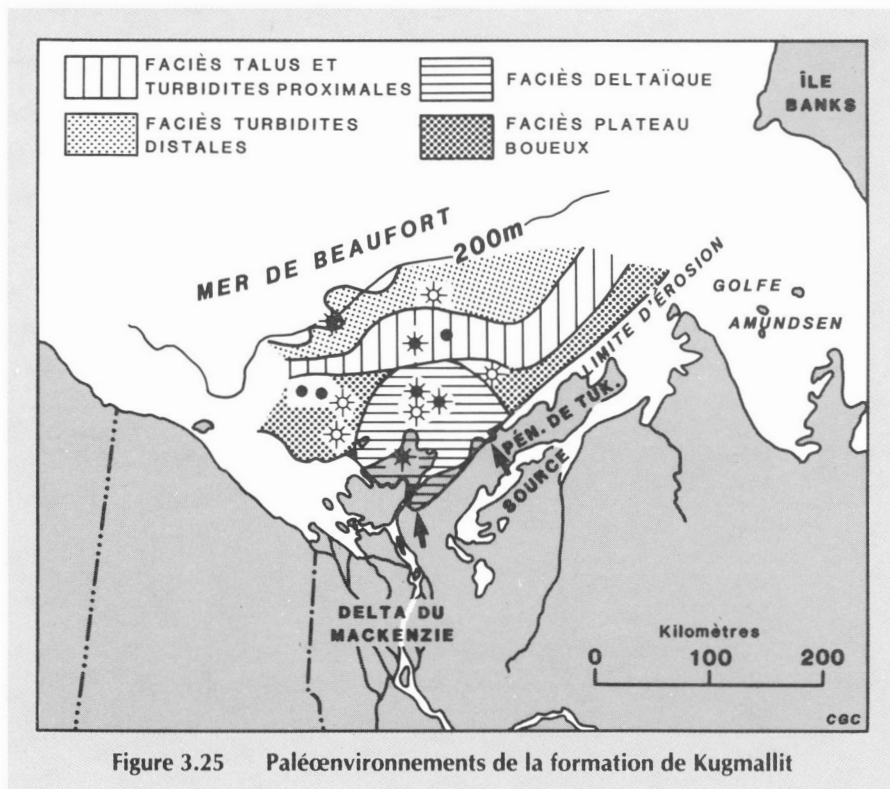


Figure 3.25 Paléoenvironnements de la formation de Kugmallit

ture particulière des bruts extraits, le pétrole proviendrait de matières organiques d'origine terrestre, riches en résines, dont le degré de maturité thermique est inférieur à la normale.

Roches réservoirs potentielles D'un bout à l'autre du bassin, on rencontre des grès susceptibles de constituer des réservoirs.

Accumulations d'hydrocarbures connues Jusqu'à ce jour, 26 gisements ont été découverts dans des réservoirs du Tertiaire, dont 5 de pétrole, 13 de gaz naturel et 8 gisements

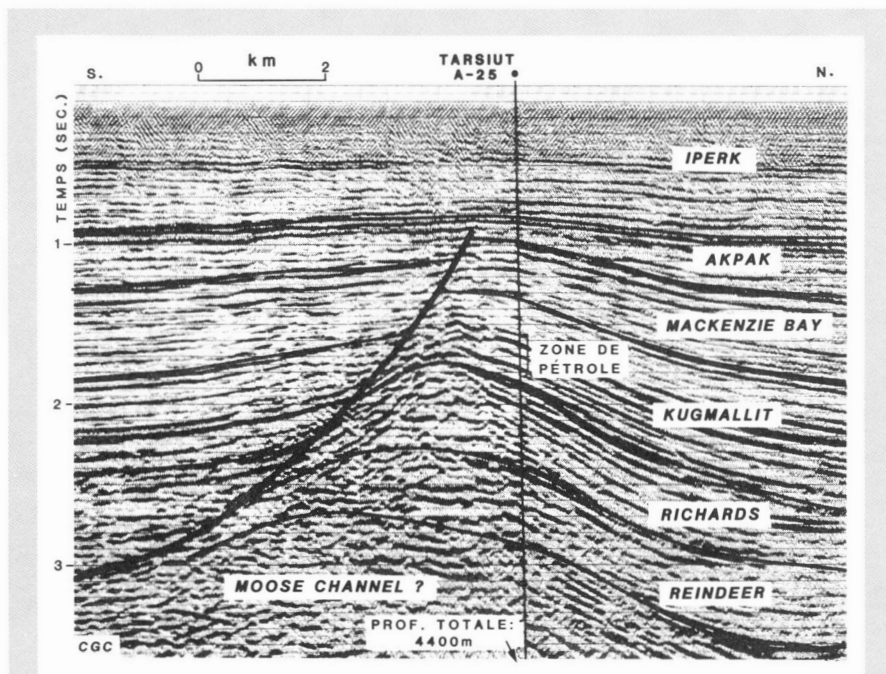


Figure 3.26 Coupe sismique à travers le champ Tarsiut

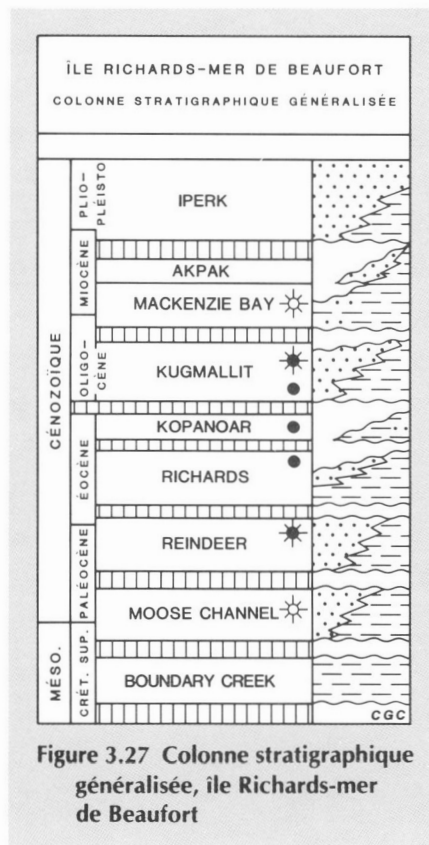


Figure 3.27 Colonne stratigraphique généralisée, île Richards-mer de Beaufort

mixtes. D'importantes accumulations de gaz ont été localisées dans les champs Taglu et Issungnak (avec des réserves extractibles

évaluées à 68 milliards et 71 milliards de mètres cubes respectivement). Le gisement Tarsiut est une des plus vastes accumula-

tions de pétrole qui aient été découvertes à ce jour et il recèle des réserves évaluées à 23,8 millions de mètres cubes de pétrole.

ÎLES DE L'ARCTIQUE

Introduction

Quatre grandes régions tectono-stratigraphiques forment le cadre géologique de la région des îles de l'Arctique. Tous les systèmes géologiques depuis le Précambrien sont représentés dans les sédiments des divers bassins de la région. À l'exception des sédiments les plus récents, situés à faible profondeur, et des couches sédimentaires les plus anciennes, qui n'ont pas encore été suffisamment explorées, toutes les successions sédimentaires montrent des signes de la présence d'hydrocarbures. Les quatre régions tectono-stratigraphiques (figure 3.29) considérées comme des bassins pétrolifères possibles sont la plate-forme stable de l'Arctique, la zone de plissements de l'Arctique, le bassin de Sverdrup et la plaine côtière de l'Arctique. Il existe des évaluations des ressources potentielles pour les trois premières. On sait que la plaine côtière de l'Arctique renferme d'épaisses accumulations (12 000 m) de sédiments à faciès propice à la rétention d'hydrocarbures, mais les problèmes logistiques de même que la présence, dans une bonne partie du bassin, de la banquise (pack) de l'océan Arctique ont empêché jusqu'à maintenant toute exploitation économique des gisements. Il existe donc très peu de données géologiques sur lesquelles on peut fonder une évaluation.

Réserves

Jusqu'à ce jour, les travaux d'exploration ont permis de découvrir 18 gisements, dont 10 de gaz naturel, 3 de pétrole et 5 gise-

ments mixtes. Plusieurs d'entre eux sont suffisamment importants pour devenir rentables, mais certains sont trop petits pour justifier la mise en place d'un système de transport dans les conditions économiques que nous prévoyons actuellement. Comme aucun des gisements découverts n'a encore été entièrement délimité et que l'on entretient encore certains doutes au sujet de la rentabilité de leur exploitation, l'utilisation de l'expression "réserves prouvées" dans ce cas pourrait prêter à confusion. C'est pourquoi les valeurs indiquées dans le tableau VII sont exprimées en termes de "réserves probables". Il s'agit des volumes d'hydrocarbures dont l'existence est jugée probable d'après les données disponibles et d'après le jugement porté sur le milieu géologique. Ces évaluations sont donc nécessairement prudentes et seront modifiées à la lumière des résultats des forages de délimitation et de l'analyse du rendement des gisements. Les ressources découvertes indiquées dans le tableau VII ne comprennent pas les liquides du gaz naturel (LGN), bien qu'il semble que des LGN pourraient être extraits en quantités importantes de certains gisements de gaz naturel.

Potentiel

Comme l'indique le tableau VIII, on évalue le potentiel non découvert dans les îles de l'Arctique à 686 millions de mètres cubes de pétrole et à 2 257 milliards de mètres cubes

de gaz (probabilité moyenne). Dans le cas du pétrole, les ressources potentielles abondent particulièrement dans le bassin de Sverdrup, dans des formations du Mésozoïque et du Paléozoïque supérieur. Les récentes découvertes nous ont permis de mieux comprendre les mécanismes de l'accumulation du pétrole; les résultats nous apparaissent encourageants. Pour ce qui est du gaz naturel, c'est également dans le bassin de Sverdrup que semble exister le potentiel le plus élevé. Jusqu'à maintenant, la plupart des puits d'exploration ont servi à sonder un petit nombre de situations très prometteuses dans le Mésozoïque du bassin. Les couches plus profondes de la succession mésozoïque et un certain nombre de situations du Paléozoïque supérieur qui n'ont pratiquement pas été explorées auraient, selon les évaluations, un potentiel au moins aussi élevé que celui des formations qui ont été l'objet de forages d'exploration.

La région des îles de l'Arctique abonde en situations à explorer, dont la plupart seraient déjà soumises à une exploration intensive si elles étaient situées dans le Sud du Canada. Les problèmes logistiques qu'elle pose et les coûts qui en résultent ont freiné le rythme des travaux d'exploration. Il faudra forer plusieurs centaines de puits d'exploration additionnels pour être en mesure d'évaluer avec précision le potentiel véritable de la région.

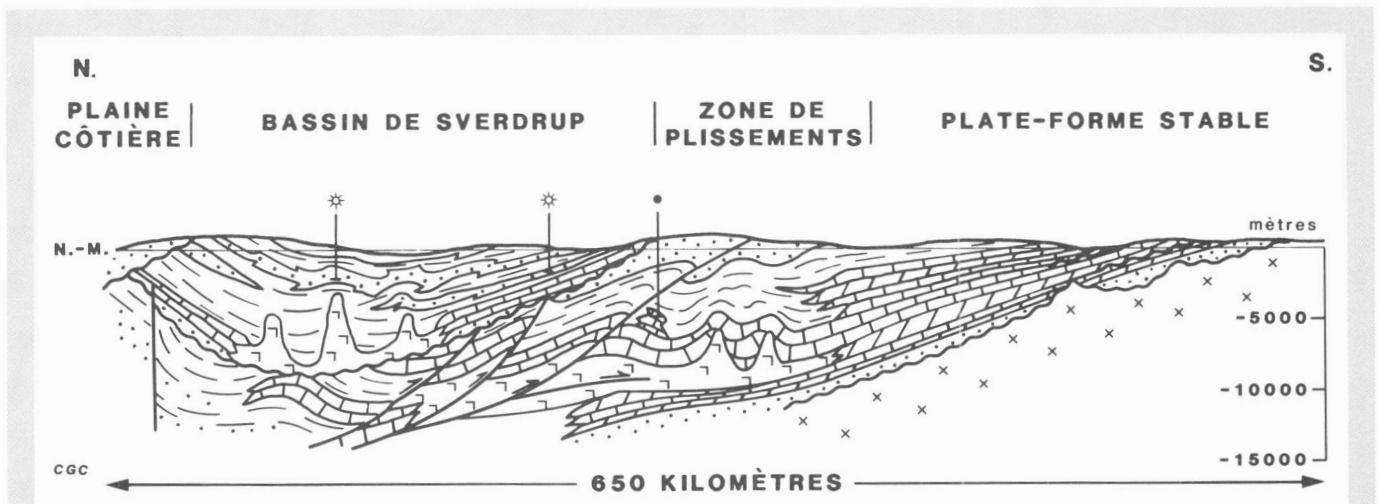


Figure 3.28 Relations stratigraphiques dans les îles de l'Arctique

Économie et environnement

Jusqu'à ce jour, on a découvert beaucoup plus de gaz naturel que de pétrole dans le bassin de Sverdrup, ce qui tend à confirmer que cette région recèle surtout du gaz naturel. Bien entendu, le choix des systèmes de mise en valeur et d'exploitation dans l'Arctique est, pour l'instant, provisoire. C'est pourquoi on ne sait pas au juste à combien se chiffrera le coût de ces activités ou le coût du transport par pétrolier ou par pipeline. Le coût de production des hydrocarbures, dont la majeure partie se trouve vraisemblablement au large des côtes, sera fonction des profondeurs d'eau, de la rigueur du climat ainsi que des caractéristiques des réservoirs. Les forages effectués sur la banquise côtière coûtent moins cher que ceux effectués dans la mer de Beaufort étant donné qu'on peut utiliser des plates-formes de glace renforcées. En outre, la banquise côtière est relativement stable. En dollars de 1983, le coût au mètre des forages d'exploration se situe entre 4 000 et 5 000 \$ pour ceux qui sont effectués au large des côtes, et entre 3 000 et 4 000 \$ pour ceux qui sont effectués sur le continent. Ces chiffres indiquent bien l'ampleur de l'investissement que nécessite la mise en valeur de l'Arctique. En fait, pour un gisement identique, le coût des forages au large des îles de l'Arctique pourrait être de 10 à 15 fois plus élevé que dans l'Ouest canadien. Cependant, il faut signaler que les réserves découvertes par mètre foré ont été jusqu'à maintenant plus importantes dans les gisements arctiques que dans ceux de l'Ouest canadien.

Comme dans la mer de Beaufort, la production des hydrocarbures de l'Arctique neces-

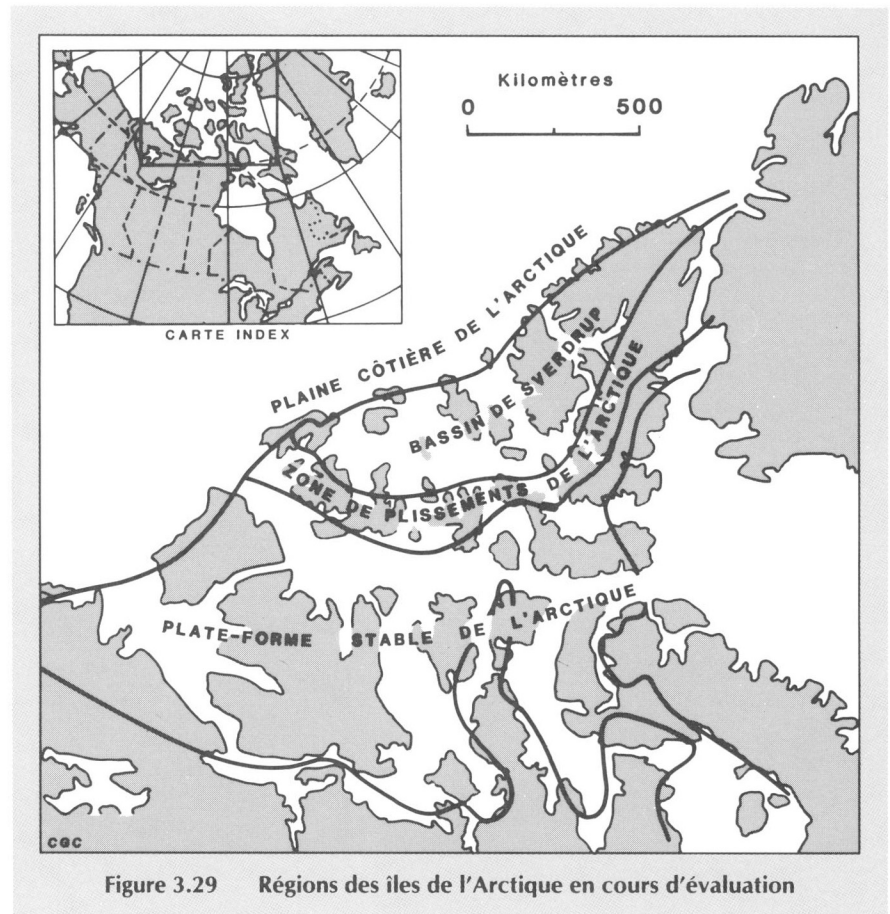


Figure 3.29 Régions des îles de l'Arctique en cours d'évaluation

site des méthodes faisant appel à la technologie la plus avancée. Dans les deux régions, il sera peut-être nécessaire de mettre sur pied des projets pilotes pour faire la preuve que la production et l'acheminement des hydrocarbures peuvent s'effectuer à long terme ou de façon saisonnière, avec suffisamment de fiabilité.

En ce qui concerne l'environnement, on se préoccupe des effets que des déversements accidentels de pétrole pourraient avoir sur

la faune aquatique. On considère généralement que le transport par pétrolier comporte plus de risques que le transport par pipeline. Il semble que les répercussions sur l'environnement soient plus difficiles à évaluer dans les îles de l'Arctique que dans les autres régions pionnières, car les connaissances que nous avons du milieu physique, de la bathymétrie, des conditions des sols et du pergélisol, entre autres, sont encore insuffisantes.

TABLEAU VII
RESSOURCES DÉCOUVERTES
(réserves probables)

DÉCOUVERTE	PÉTROLE 10 ⁶ m ³	GAZ 10 ⁹ m ³
Cisco	48,7	4,4
Drake	—	98,5
Hecla	—	85,5
Jackson Bay	—	22,7
King Christian	—	17,3
Kristoffer	—	27,1
MacLean	3,0	13,6
Thor	—	11,9
Whitefish	—	57,2
Autres découvertes (noms seulement)	24,4	22,8
TOTAUX	76,1	361,0
Autres découvertes		
Balaena		
Bent Horn		
Cape MacMillan		
Char		
Roche Point		
Romulus		
Sculpin		
Skate		
Wallis		

TABLEAU VIII
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10 ⁶ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Plate-forme stable de l'Arctique	55	175	348
Zone de plissements de l'Arctique	36	86	156
Bassin de Sverdrup	210	426	1 035
TOTAUX	316*	686	1 305*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10 ⁹ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Plate-forme stable de l'Arctique	85	239	467
Zone de plissements de l'Arctique	90	218	355
Bassin de Sverdrup	880	1 800	3 483
TOTAUX	1 100*	2 257	3 662*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

PLATE-FORME STABLE DE L'ARCTIQUE

Étendue Superficie totale de 780 000 km², dont environ 370 000 sur le continent et 410 000 au large des côtes.

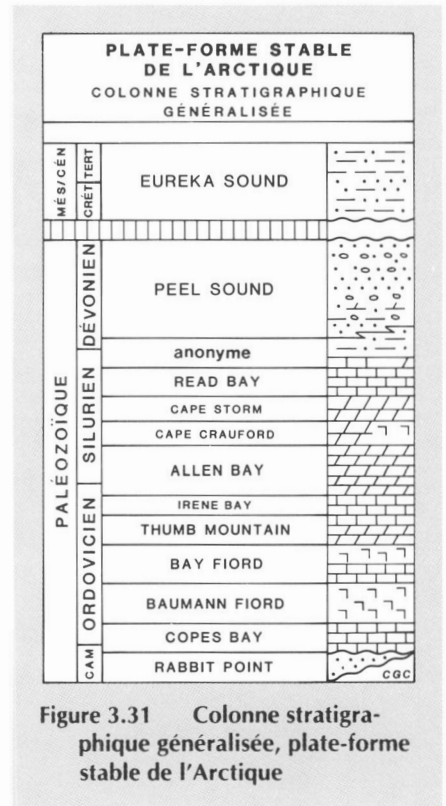
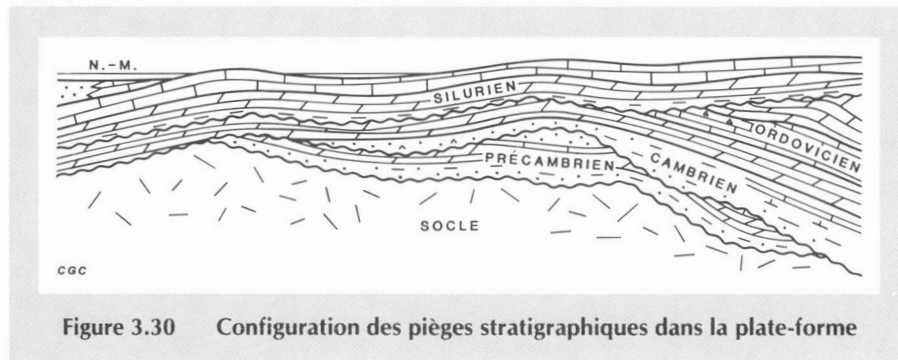
Géologie Une nappe sédimentaire atteignant une épaisseur de 3 000 m révèle une longue période de dépôt tranquille dans des mers épicontinentales plates; elle repose sur des roches cristallines anciennes (figure 3.31). Ces dépôts n'ont pratiquement pas subi de déformations. Les premiers sédiments clastiques ont transgressé sur le socle, cristallin en grande partie, et ont été suivis par des sédiments, à prédominance de carbonates, des mers épicontinentales plates. Les ruptures observées dans le cycle de sédimentation sont attribuables à des variations eustatiques du niveau de la mer, qui ont également influé sur la répartition des faciès des sédiments carbonatés. L'âge des roches s'échelonne du Cambrien au Dévonien.

Chronologie des forages Sur la plate-forme stable, le premier puits a été foré à l'été de 1971; c'est le Garnier O-21 de la Panarctic et al. On en a foré 19 autres depuis.

Roches-mères potentielles Aucun suintement n'a encore été observé dans cette région, bien que beaucoup de géologues aient signalé la présence de résidus semblables à du bitume ou d'odeurs nauséabondes dans des roches fraîchement fracturées. Les quelques travaux de géochimie organique qui ont été faits indiquent selon la localisation que les schistes argileux et carbonates associés de la formation silurienne de Cape Phillips pourraient produire avec un bon rendement du gaz humide; ces sédiments sont les équivalents des carbonates, déposés en eaux profondes, dans la zone comprise entre les baies Allen et Read.

Roches réservoirs potentielles Les grès des couches basales sont mal consolidés et leurs affleurements présentent généralement une bonne porosité. Celle-ci, à caractère vacuolaire dans plusieurs carbonates peut être davantage accentuée par le lessivage associé aux surfaces de discordance. Des récifs, les bancs de carbonates et les coulées de débris associées sont des structures fort propices au développement de la porosité (figure 3.30).

Accumulations d'hydrocarbures connus Il n'existe actuellement sur la plate-forme stable aucune réserve connue de gaz naturel ou de pétrole.



ZONE DE PLISSEMENTS DE L'ARCTIQUE

Étendue Superficie de 240 000 km², dont environ 150 000 sur le continent et 85 000 au large des côtes.

Géologie Cette région repose sur un prisme de carbonates et de schistes du Paléozoïque. Le prisme délimité par une charnière s'épaissit dans un bassin plus profond. Des roches très étendues de la plate-forme stable l'accompagnent (figure 3.33). Comparable en certains points au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, cette région présente des changements de faciès rapides, schistes et carbonates s'imbriquant les uns dans les autres à proximité de ce que l'on peut appeler la "charnière" du bassin. Des accumulations récifales se sont formées entre les carbonates du plateau et les boues de la partie profonde du bassin. Les sédiments les plus récents se présentent sous forme de prismes clastiques anastomosés qui dérivent des premières phases de l'orogénèse de l'Ellesmérien (Dévonien supérieur-Carbonifère inférieur). La région présente une structure complexe; des failles de poussée et des plis de décollement se sont formés au cours de la compression et ont été modifiés par un mouvement vertical d'évaporites causé par la charge sédimentaire et des contraintes tectoniques (figure 3.32).

Chronologie des forages Le premier puits des îles de l'Arctique a été foré en 1962 à l'intérieur de la zone de plissements, au havre Winter, dans l'île Melville. Depuis, seulement 32 puits ont été forés dans les situations à explorer de la région.

Roches-mères potentielles Aucun suintement n'a été signalé. Cependant, les carbonates du Paléozoïque inférieur abondent en vacuoles remplies de bitume. Par ailleurs, l'Ordovicien, le Silurien et le Dévonien renferment beaucoup de schistes riches en matières organiques qui pourraient constituer des roches-mères de qualité moyenne à excellente.

Roches réservoirs potentielles Il existe des roches réservoirs dans l'Ordovicien de la plate-forme, dans les carbonates récifaux adjacents au bassin de schistes et dans les roches clastiques du Dévonien supérieur. Les couches de schistes qui surmontent les réservoirs devraient normalement servir de roches-mères.

Accumulations d'hydrocarbures connues l'intérieur du champ Bent Horn, dans l'île Cameron, du pétrole a été découvert dans des carbonates récifaux du Dévonien. Le puits du havre Winter, dans l'île Melville, a permis d'extraire 1 700 m³ de gaz naturel par jour des formations clastiques du Dévonien supérieur.

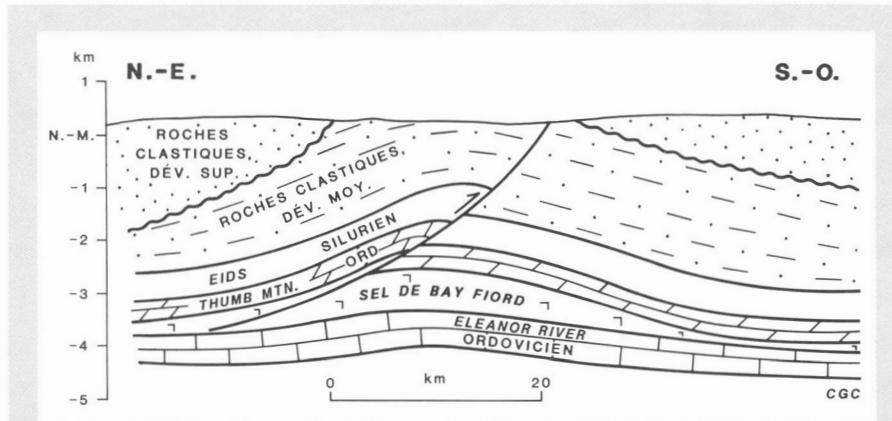


Figure 3.32 Pièges structuraux au-dessus et en dessous des évaporites

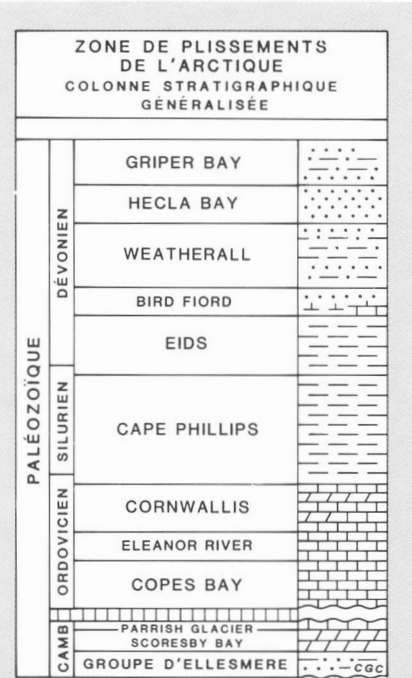


Figure 3.33 Colonne stratigraphique généralisée, zone de plissements de l'Arctique

BASSIN DE SVERDRUP

Étendue Superficie de 313 000 km², dont environ 145 000 continentaux et 168 000 au large des côtes.

Géologie La majeure partie du bassin a été comblée par environ 13 000 m de sédiments pénétrés par des filons-couches et des dykes basiques. L'âge des roches varie du Carbonifère (Viséen) au Tertiaire. Le début de la sédimentation a été marqué par le dépôt de roches carbonatées à la périphérie du bassin et par le dépôt d'une épaisse séquence d'évaporites au centre (figure 3.28). Par la suite, des sédiments clastiques en provenance de l'intérieur du continent se sont déposés dans de vastes complexes deltaïques. L'action combinée des apports sédimentaires et des mouvements eustatiques s'est traduite par une répartition complexe des divers faciès clastiques. Le bassin s'est développé sur des roches déformées du géosynclinal franklinien et a lui-même subi des déformations au cours de l'orogénèse de l'Eureka, au Tertiaire inférieur.

Chronologie des forages (jusqu'en 1983) Cent quatorze puits (dont 88 d'exploration) ont été forés; 28 d'entre eux sont des puits sous-marins.

Roches-mères potentielles La source des hydrocarbures découverts jusqu'à présent a été localisée dans les schistes argileux riches en matières organiques que renferme la formation de Hoyle Bay, dans le Trias supé-

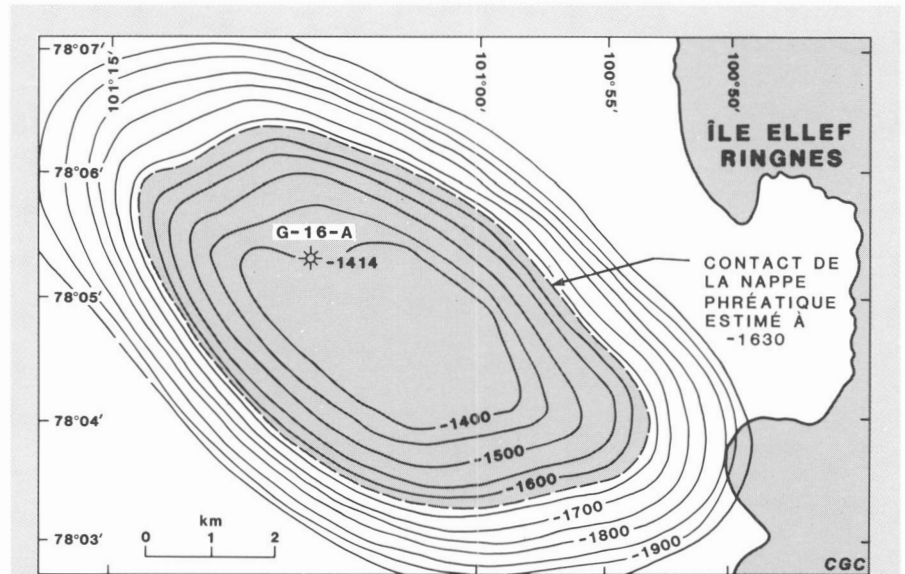


Figure 3.34 Carte structurale du groupe de Heiberg-gisement de Jackson Bay. Courbes de niveau en mètres

rieur. D'après les études, la zone de cette roche-mère présentant une maturité thermique épouse la forme du bassin. De plus, des zones à maturité avancée se superposent par endroits à la distribution régionale.

Roches réservoirs potentielles Des grès propices à l'accumulation d'hydrocarbures se sont formés à l'intérieur des formations mésozoïques d'Isachsen, d'Awingak, de Heiberg, de Schei Point et de Bjorne, ainsi que dans des séquences du Carbonifère et du Permien. On suppose, d'après des affleurements, que des réservoirs carbonatés pourraient exister dans les successions du Paléozoïque supérieur.

Accumulations d'hydrocarbures connues Dix-sept gisements ou accumulations d'importance ont été découverts jusqu'à maintenant; les réserves probables sont évaluées à 76 millions de mètres cubes de pétrole et à 361 milliards de mètres cubes de gaz naturel pouvant être mis en marché.

Importance des gisements Trois des gisements de gaz naturel se situent dans la fourchette de 50 à 100 milliards de mètres cubes; le plus grand gisement de pétrole est actuellement évalué à environ 50 millions de mètres cubes. Aucune de ces accumulations ne peut être considérée comme entièrement délimitée.

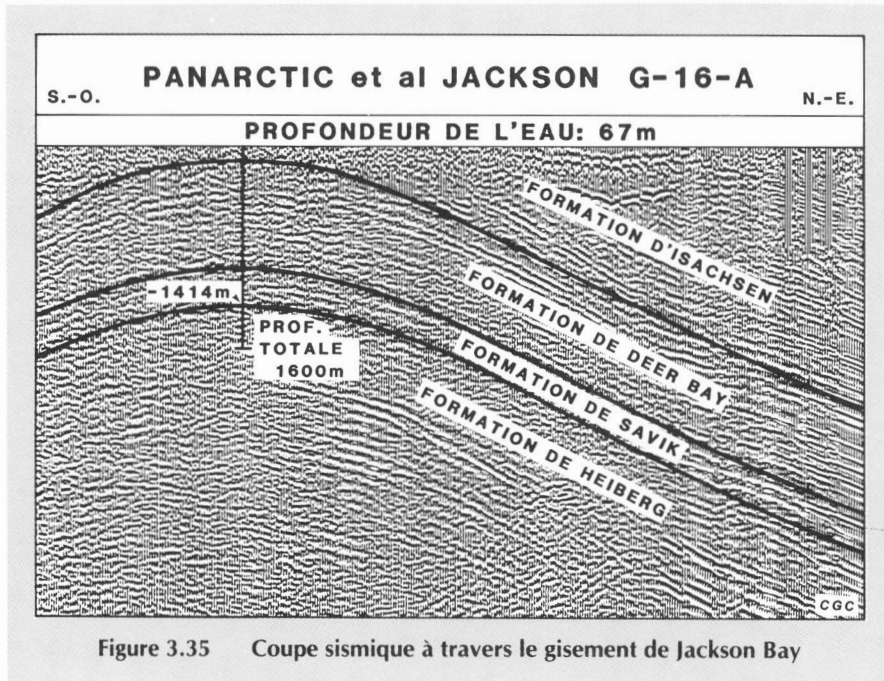


Figure 3.35 Coupe sismique à travers le gisement de Jackson Bay

BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA

Introduction

Les bassins sédimentaires de la marge continentale de l'Est canadien s'étendent du banc Georges aux Grands Bancs vers le nord-est, puis bifurquent, sur une distance d'environ 5 500 km, vers le Nord-Nord-Ouest jusqu'à la baie Baffin. Sur ce parcours, on compte cinq grands centres de sédimentation: le bassin Scotian, qui s'étend de l'Est du banc Georges jusque dans la partie ouest des Grands Bancs, le bassin de l'Est de Terre-Neuve, qui renferme le gigantesque gisement de pétrole et de gaz naturel Hibernia, les bassins de Hopedale et de Saglek sur la marge continentale du Labrador et le bassin de la baie Baffin (figure 3.36). Ces bassins sont flanqués et séparés par un groupe d'éléments positifs parmi lesquels se trouvent l'arc de Yarmouth, le soulèvement d'Avalon, l'arc de Cartwright et le seuil du détroit de Davis.

Qu'il s'agisse des bassins anciens, au sud, ou de plus en plus jeunes au nord, le processus de formation est resté le même. Ils ont été formés par une tectonique de marge passive et par une subsidence, suivies de la mise en place de prismes de sédiments clastiques. Toutes les régions marines ayant des épaisseurs de plus d'un kilomètre sont considérées comme des zones pétrolifères et gazifères potentielles. Même si l'on trouve des roches du Paléozoïque sur la marge, c'est dans les épaisses séquences mésozoïques et cénozoïques que les possibilités d'accumulation d'hydrocarbures sont les plus considérables. En particulier, les gisements les plus importants découverts jusqu'à ce jour se trouvent dans les séquences clastiques du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur, les schistes adjacents tenant lieu de roches-mères.

Réerves

Les travaux d'exploration ont permis jusqu'à ce jour de localiser plusieurs gisements importants de pétrole et de gaz naturel, en plus de nombreuses accumulations qui sont actuellement en deçà du seuil de rentabilité économique. Étant donné qu'aucun des gisements n'a encore été entièrement délimité et que leur avenir économique est encore incertain, les volumes de gaz naturel et de pétrole indiqués dans le tableau IX sont considérés comme des réserves probables et non comme des réserves prouvées comme c'est le cas habituellement. Ces chiffres sont nécessairement prudents mais, si l'on fait abstraction des contraintes d'ordre économique, on considère qu'ils s'appliquent à des ressources techniquement extractibles.

Le tableau des ressources découvertes exclut plusieurs découvertes récentes dont il n'existe pas encore d'évaluation. Il indique les volumes de pétrole et de gaz naturel dont l'existence a été suffisamment démontrée; à

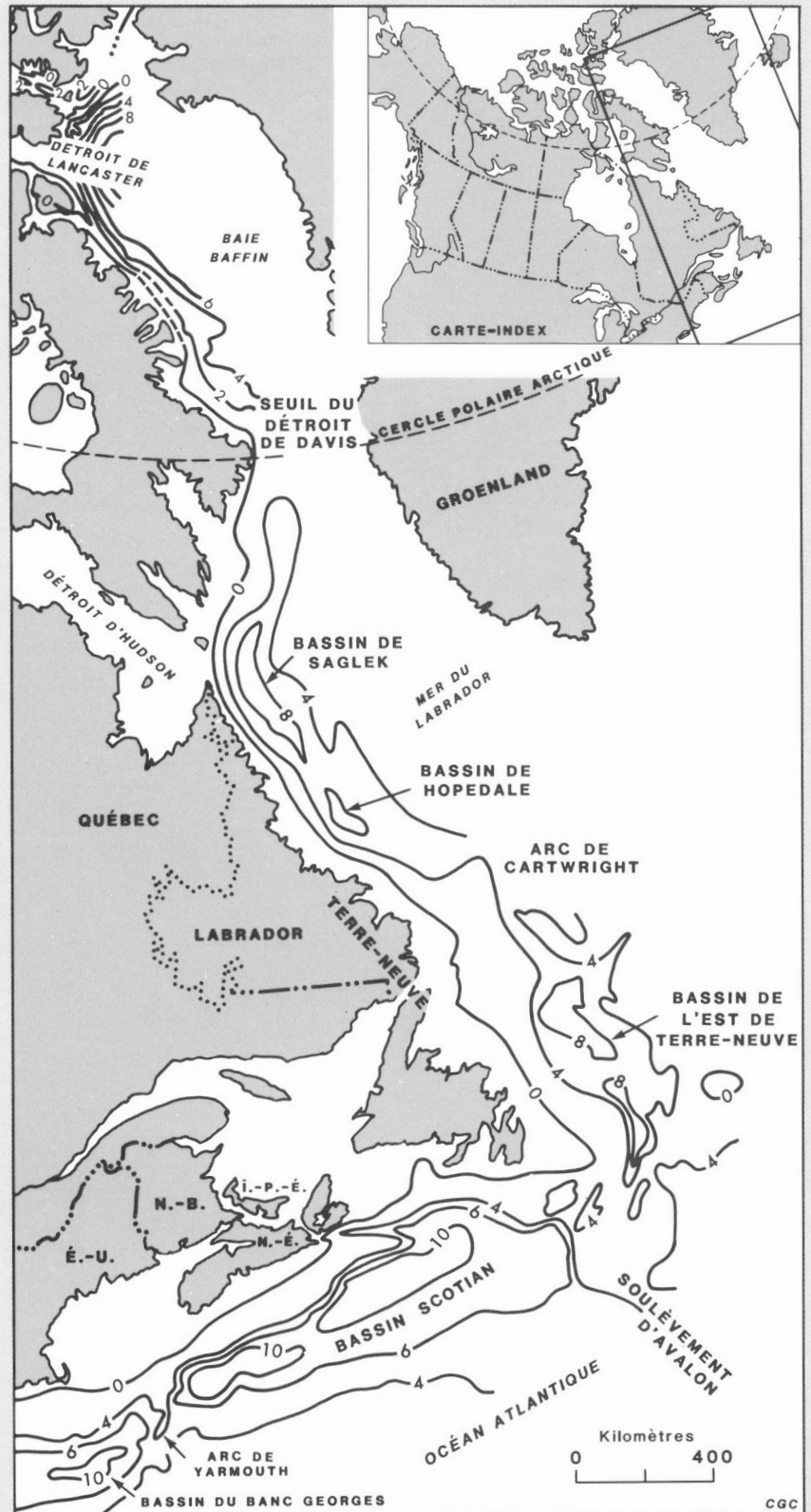


Figure 3.36 Carte-index des bassins de la côte est, indiquant l'épaisseur des sédiments du Mésozoïque et du Cénozoïque, en kilomètres (d'après Purcell et coll., 1980)

mesure que progresseront les forages de délimitation, certains de ces gisements pourraient bien s'avérer deux ou trois fois plus riches qu'ils n'apparaissent actuellement.

Potentiel

Les zones de la côte est ayant fait l'objet d'une évaluation sont le banc Georges, le plateau Scotian, le Sud des Grands Bancs, le plateau de l'Est de Terre-Neuve, les plateaux

du Labrador et du Sud de l'île Baffin, le bassin de l'Est de Terre-Neuve, la baie Baffin et le détroit de Lancaster. Comme l'indique le tableau X, le potentiel total des bassins de la côte orientale est évalué, au niveau de probabilité moyenne, à plus de 2 400 milliards de mètres cubes de gaz et à presque 1,9 milliard de mètres cubes de pétrole. Le potentiel pétrolier atteint son maximum sur le plateau et dans le bassin de l'Est de Terre-Neuve, et diminue considérablement vers le nord et vers le sud. En ce qui concerne le gaz naturel, on retrouve les ressources les plus abondantes sur les plateaux du Labrador et Scotian. Jusqu'à maintenant, les travaux d'exploration ont été concentrés dans trois bassins, dans les situations à explorer qui apparaissent actuellement comme les plus prometteuses. Il reste encore beaucoup de formations à sonder, et des bassins entiers, comme ceux de la baie Baffin et de l'Est de Terre-Neuve sont pratiquement inexplorés. Les possibilités de découverte de gisements d'importance, voire de gisements géants, sont nombreuses. Les évaluations données dans le tableau X comprennent les couches supérieures ou les zones actuellement accessibles du talus continental.

Économie et environnement

Plateau Scotian Les études démontrent que la mise en valeur des accumulations riches en gaz naturel qui ont été découvertes dans

la région de l'île de Sable sera particulièrement coûteuse en raison de la profondeur de la masse d'eau qui recouvre les gisements (20 à 30 m) et de la composition du gaz naturel. Le gaz naturel devra subir un traitement initial en mer avant d'être acheminé par pipeline sous-marin jusqu'à une usine de traitement située sur la terre ferme. Ou encore, le gaz naturel liquéfié et des liquides du gaz pourraient être transportés par un méthanier faisant la navette entre les installations marines et terrestres.

Le coût des forages d'exploration dans cette région est de l'ordre de 2 000 à 5 000 \$/m (en dollars de 1983). Le coût de la mise en valeur du gisement de gaz Venture, dont la production serait transportée par pipeline sous-marin, se situe entre 2,5 et 3 milliards de dollars pour une extraction totale de 60 à 90 milliards de mètres cubes. Un des principaux obstacles à la mise en valeur de cette région est l'incertitude qui règne au sujet de la commercialisation future du gaz naturel tant au Canada qu'à l'étranger.

Hibernia À la suite des découvertes importantes de pétrole et de gaz qui ont été réalisées dans cette région, on a évoqué la possibilité d'une mise en production commerciale d'ici la fin de cette décennie. Jusqu'à maintenant, on a étudié des systèmes de mise en valeur, de production et de transport possibles. Cependant, les plans ne sont que provisoires et on s'attend à des

**TABLEAU IX
RESSOURCES DÉCOUVERTES
(réserves probables)**

DÉCOUVERTE	PÉTROLE (10 ⁶ m ³)	GAZ (10 ⁹ m ³)
PLATEAU SCOTIAN		
Thebaud	2,2*	12,2
Venture	6,4*	56,6
Autres découvertes (enregistrées)	5,6	42,9
EST DE TERRE-NEUVE		
Hibernia	159,0	56,6
4 autres découvertes (enregistrées)	47,8	—
PLATEAU DU LABRADOR		
Bjarni, Bjarni Nord	2,5*	43,2
Gudrid	0,5*	13,7
Hekja	—	11,8
2 autres découvertes (enregistrées)	1,1	8,6
TOTAUX côte est	225,1	245,6
Autres découvertes		
PLATEAU SCOTIAN		
Arcadia		
Banquereau		
Citnalta		
Cohasset		
Intrepid		
Olympia		
Onondaga		
Primrose		
île de Sable		
Venture Sud		
EST DE TERRE-NEUVE		
Ben Nevis		
Hebron		
Nautilus		
South Tempest		
PLATEAU DU LABRADOR		
Hopedale		
Snorri		

* condensats

**TABLEAU X
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)**

POTENTIEL EN PÉTROLE (10 ⁶ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Bassin du banc Georges	10	168	350
Plateau Scotian**	8	72	139
Grands Bancs (Sud)	2	50	95
Plateau de l'Est de Terre-Neuve	300	1 128	2 190
Bassin de l'Est de Terre-Neuve	130	270	720
Plateau du Labrador	10	134	275
Baie Baffin - détroit de Lancaster	5	55	158
TOTAUX	512*	1 877	3 392*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10 ⁹ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Bassin du banc Georges	37	150	307
Plateau Scotian**	111	508	991
Grands Bancs (Sud)	20	90	180
Plateau de l'Est de Terre-Neuve	170	290	530
Bassins de l'Est de Terre-Neuve	110	370	900
Plateau du Labrador	160	745	1 627
Baie Baffin - détroit de Lancaster	18	270	803
TOTAUX	725*	2 423	4 713*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

** Évaluations en cours de révision au moment de mettre sous presse

coûts élevés. L'ampleur des coûts dépendra du type d'équipement auquel il faudra recourir pour travailler dans les rudes conditions créées par la mer, la glace et le climat, et des techniques que l'on utilisera pour permettre aux plates-formes de mise en valeur et de production de se déplacer plus facilement. Le coût des forages d'exploration est de l'ordre de 8 000 à 15 000 \$/m. Pour ce qui est du transport, le navire-

citerne apparaît comme le mode préférable, car l'état des fonds marins semble ne pas se prêter à l'utilisation de pipelines. D'après les estimations, le coût de mise en valeur du gisement Hibernia se situe entre 5 et 7 milliards de dollars pour des réserves extractibles de pétrole allant de 200 à 400 millions de mètres cubes. Du point de vue commercial, la situation géographique favorable d'Hibernia par rapport aux centres de con-

sommation contribuera à limiter les coûts de transport.

L'environnement est surtout menacé par un déversement de pétrole en mer qui résulterait de l'éruption d'un puits sous-marin, de l'endommagement de systèmes de production ou de pipelines sous-marins par des icebergs ou de la collision de deux navires-citernes.

BASSIN DU BANC GEORGES

Étendue Ce bassin comprend une partie du banc Georges qui a une superficie d'environ 27 500 km²; cette importante forme du relief est située à l'est de la ligne d'équidistance entre le Canada et les États-Unis. La totalité de cette région se trouve au large des côtes.

Géologie La partie ouest du banc Georges recouvre le bassin, et la partie est repose sur l'extrémité sud-ouest du bassin Scotian. Entre les deux s'élève l'arc de Yarmouth (figure 3.38). Le bassin du banc Georges est une dépression structurale qui mesure approximativement 200 km sur 90 km et dont l'axe présente une direction nord-est et un pendage sud-ouest. Il s'est formé au cours du Jurassique inférieur sur un compartiment du socle plissé et faillé qui comporte, en aval-pendage, des restes de sédiments et de roches volcaniques datant probablement du Trias. Il a connu sa période d'affaissement la plus rapide au début et au milieu du Jurassique, alors que des roches à prédominance de carbonates se sont déposées sur une épaisseur de 4 km dans une mer épicontinentale chaude et plate, flanquées du côté rivage par des roches clastiques à grains fins et grossiers. Quatre autres kilomètres de sédiments de faciès paralique ou littoral se sont déposés, avec des carbonates en bordure du plateau, pendant le reste du Jurassique puis pendant le Crétacé et le Tertiaire.

Le bassin Scotian est sous-jacent à la partie la plus à l'est du banc Georges mesurant 50 km et contient jusqu'à 10 km de sédiments, dont près de la moitié est peut-être constituée de sédiments clastiques de cuvette d'effondrement et de dépôts de sel et de sebkhas qui datent du Trias et du Jurassique inférieur. Ces dépôts sont surmontés de prismes épais de sédiments clastiques qui s'échelonnent du Jurassique moyen au Tertiaire. Un prolongement des carbonates du bord du plateau (Jurassique supérieur) borde le flanc nord-ouest du bassin.

Chronologie des forages Aucun puits n'a été foré dans la partie canadienne du banc Georges.

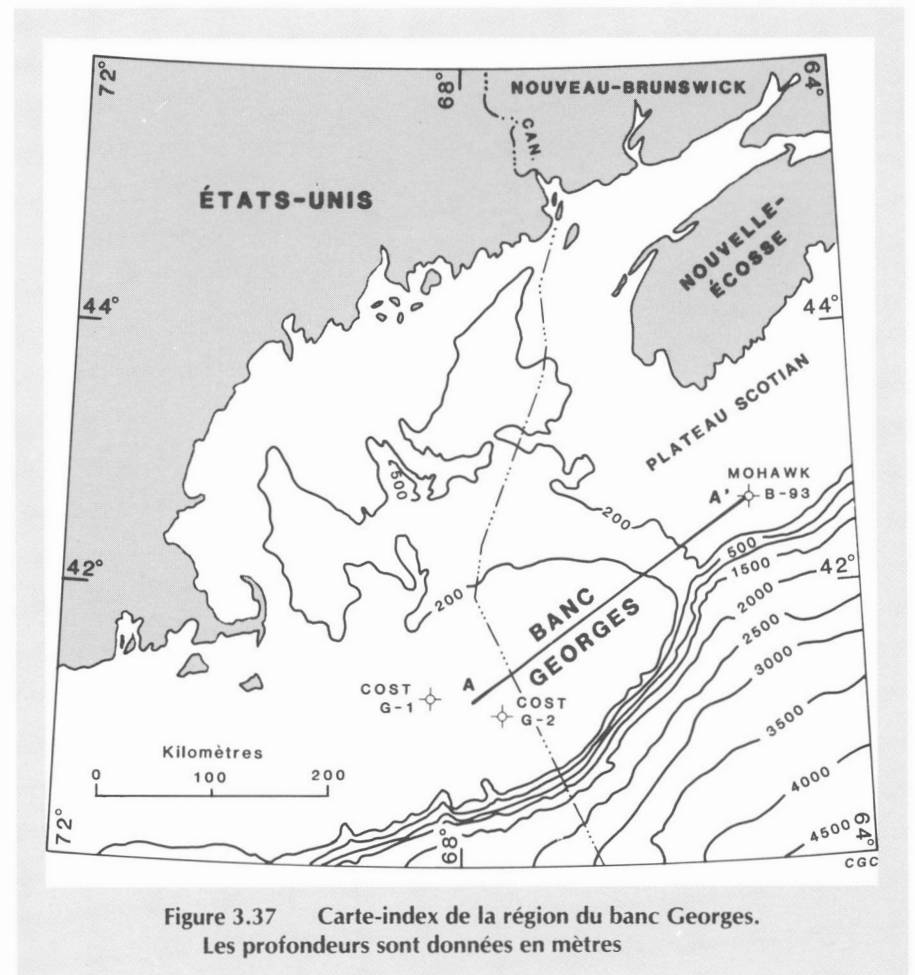


Figure 3.37 Carte-index de la région du banc Georges. Les profondeurs sont données en mètres

Roches-mères potentielles Les données stratigraphiques et géochimiques proviennent d'un puits foré dans l'Ouest du plateau Scotian et de deux puits américains forés dans le bassin du banc Georges.

Les roches les plus riches en matières organiques se situent dans le Crétacé et le Jurassique supérieur. D'autres roches, plus ancien-

nes, plus profondes et parvenues à la maturité thermique, contiennent des matières organiques en majeure partie continentales qui sont vraisemblablement propices à la formation de gaz naturel. D'après les études thermiques effectuées dans la partie la plus rapprochée du plateau Scotian, les roches sont probablement immatures jusqu'à des profondeurs de l'ordre de 2 100 m dans le

Jurassique moyen. En raison de la rapidité du dépôt et de l'imbrication des successions marines et paraliques, on croit que les volumes de pétrole et de gaz contenus dans la roche-mère sont équivalents.

Roches réservoirs potentielles Les épaisses couches de grès crétacés et jurassiques devraient constituer de bons réservoirs. Les carbonates seront probablement étanches,

à moins d'avoir été soumis à des processus de lessivage et de dolomitisation. Des zones récifales peuvent également se rencontrer, mais il y en a peu.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Il n'existe pas de réserves de pétrole ou de gaz naturel dans la partie canadienne du banc Georges. Les situations à explorer à l'intérieur du bassin du banc

Georges et de l'arc de Yarmouth se limitent à des structures du socle. Dans le bassin Scotian, des mouvements de sels ont donné naissance à des diapirs salifères, à des bombements de sels, à des failles contemporaines de la sédimentation et à des pièges stratigraphiques sur le flanc du bassin, qui représentent des situations à explorer.

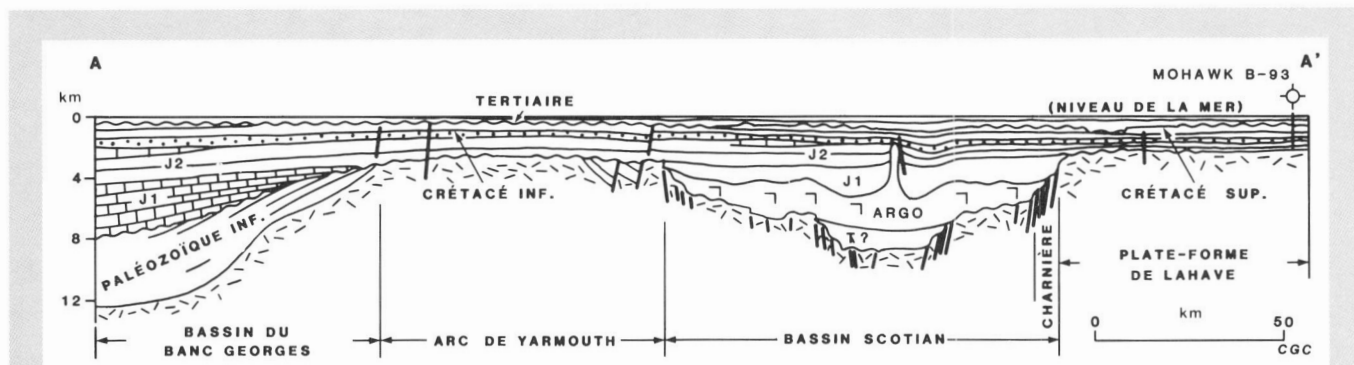


Figure 3.38 Coupe structurale à travers le banc Georges (A-A'), du bassin Scotian jusqu'au bassin du banc Georges

PLATEAU SCOTIAN

Étendue Cette région, située entièrement au large des côtes d'une superficie de 130 000 km², s'étend du centre du chenal nord-est jusqu'au centre du chenal Laurentien et de la ligne de chutes jusqu'à l'isobathe de 1 500 m.

Géologie Le principal centre de sédimentation du bassin Scotian est situé sous la partie est du plateau Scotian. Il s'agit d'un prisme de sédiments mésozoïques et cénozoïques qui s'épaissit vers la mer et qui atteint son épaisseur maximale, soit 12 km, aux environs de l'île de Sable (figure 3.36). Les sédiments les plus anciens sont des couches rouges, des évaporites et des sebkhas fracturés qui se sont accumulés pendant le Trias et le Jurassique inférieur, au début de la séparation des plaques nord-américaine et africaine. Sur ces sédiments, reposent d'épaisses séquences deltaïques régressives et des carbonates de plateau qui s'échelonnent du Jurassique moyen au Crétacé inférieur. Le Crétacé supérieur et le Paléogène sont représentés par des unités transgressives marines auxquelles succèdent des roches clastiques régressives du Néogène (figure 3.42). La plate-forme de LaHave, qui forme le flanc Nord-Ouest du bassin, a été un élément relativement stable où se sont accumulés jusqu'à 4 km de sédiments clastiques caractéristiques d'un milieu de basse énergie et de vastes couches de carbonates de plateau.

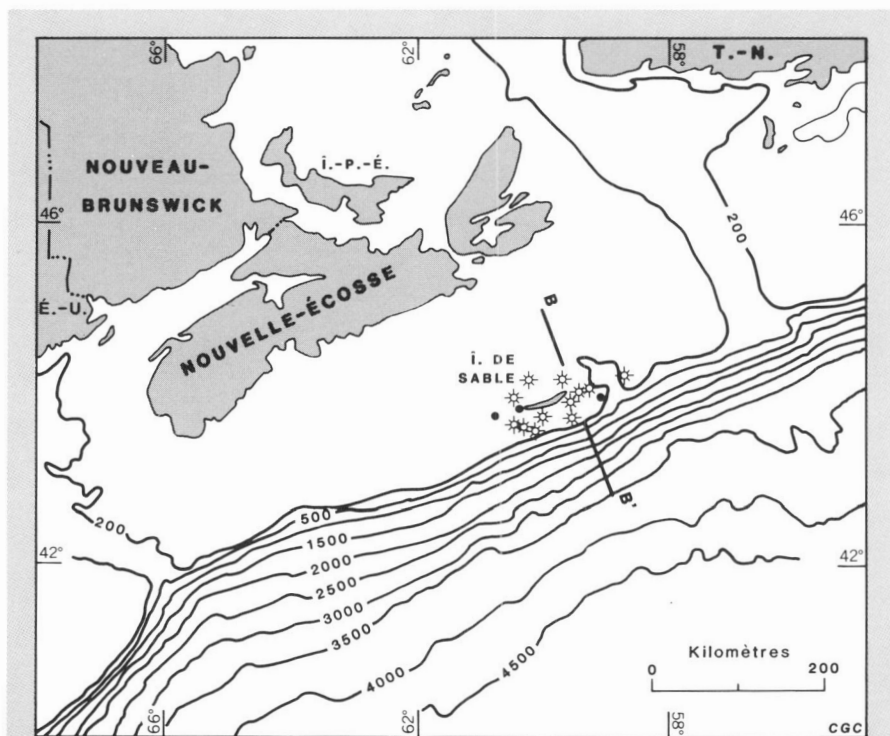


Figure 3.39 Carte-index du plateau Scotian, montrant quelques-unes des découvertes de pétrole et de gaz naturel dans les environs de l'île de Sable. Les profondeurs sont données en mètres

Chronologie des forages Le premier puits d'exploration profond a été foré dans l'île de Sable en 1967. Il a croisé des traces de pétrole et de gaz naturel à une profondeur totale de 4 604,3 m. En juin 1983, 79 puits avaient été forés sur le plateau, pour faire l'essai de 53 structures.

Roches-mères potentielles L'analyse géochimique approfondie de matériaux provenant des puits d'exploration, révèle que les sédiments du tout début du Crétacé et des périodes antérieures contemporaines du centre de sédimentation du bassin Scotian sont parvenus à la maturité thermique. Dans cette zone, comme au champ Venture et dans l'Ouest de l'île de Sable, le schiste de la formation de Verrill Canyon, qui contient des matières organiques du type III, est largement propice à l'accumulation d'hydrocarbures dans des réservoirs du Juras-

sique supérieur et du Crétacé inférieur. Les roches-mères antérieures au Jurassique supérieur, à maturité avancée dans le bassin, se situent peut-être dans un stade de développement optimal sur les flancs du bassin. Les roches-mères du Crétacé et du Tertiaire, plus riches en matières organiques des types I et II, sont immatures.

Roches réservoirs potentielles Les épaisses couches de grès fluvial et deltaïque du bassin Scotian présentent généralement une bonne porosité et constituent d'excellents réservoirs. Sur la plate-forme de LaHave, les grès sont généralement plus fins et disposés en couches plus minces. Il existe une abondance de stratifications entrecroisées de schistes qui pourraient servir de couche imperméable. Les carbonates de plateau de la formation d'Abenaki, disposés en couches épaisses, sont généralement plus étanches, bien

que l'on ait observé, dans les puits forés jusqu'à maintenant, la présence occasionnelle d'une porosité secondaire.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Depuis le Jurassique moyen, des mouvements de sels ont donné naissance à des diapirs et à des bombements de sel. Il s'y est aussi formé un vaste complexe de failles regardant vers le bassin. Ce sont des structures de ce genre qui ont servi de pièges à 12 importants gisements de pétrole et à d'autres gisements de moindre importance mis à jour par sept autres puits. La plus grande accumulation se trouve au champ Venture, où l'on a délimité un gisement de gaz évalué à 57 milliards de mètres cubes de gaz. Parmi les autres situations à explorer du plateau Scotian, on trouve des structures du socle, le front de carbonates et des pièges stratigraphiques.

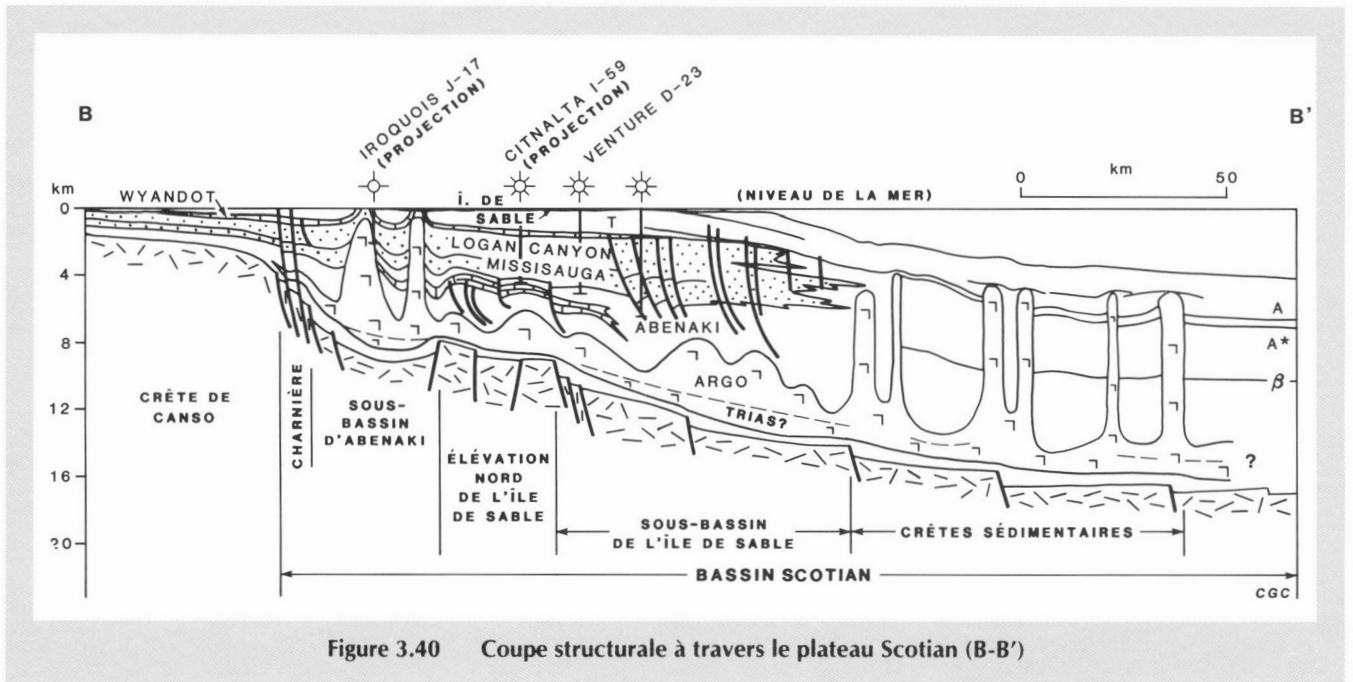


Figure 3.40 Coupe structurale à travers le plateau Scotian (B-B')

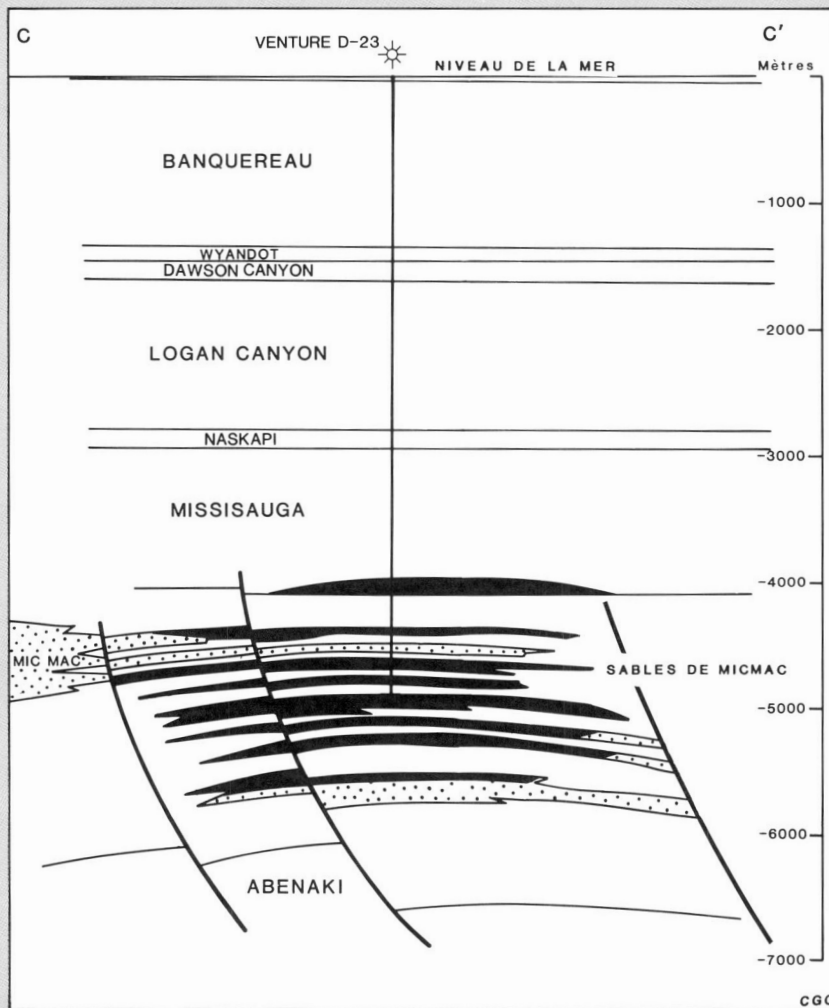
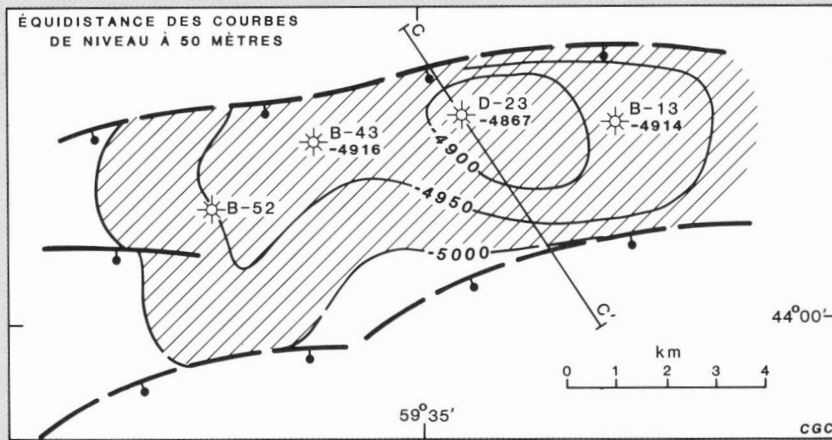


Figure 3.41 Carte du champ Venture. Coupe structurale généralisée du champ de gaz Venture. Les surfaces foncées représentent les zones productrices

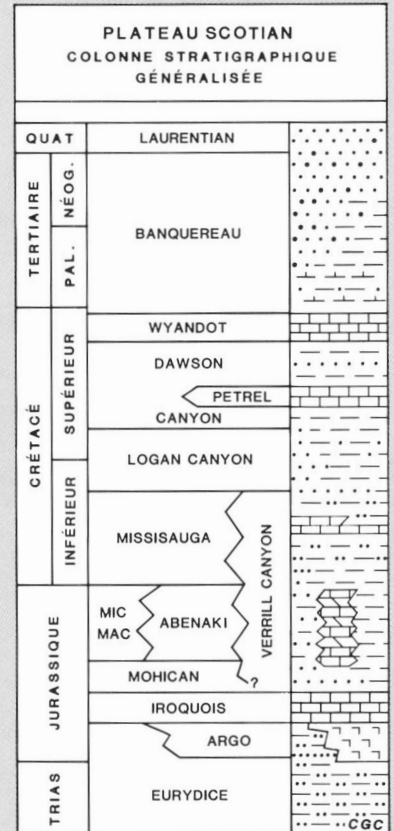


Figure 3.42 Colonne stratigraphique généralisée, plateau Scotian

GRANDS BANCS (SUD)

Étendue Cette région, d'une superficie d'environ 170 000 km², se trouve entièrement au large des côtes.

Géologie La région renferme des sous-bassins dans lesquels se sont accumulés, en couches épaisses, des sédiments de cuvette d'effondrement et des dépôts marins. Ces sous-bassins sont des vestiges qui ont été préservés à l'intérieur du soulèvement d'Avalon, sous la discordance régionale du Crétacé moyen. Ce milieu s'est formé au cours de la séparation des plaques nord-américaine et européenne. On reconnaît les bassins de Whale, de Horseshoe et de Carson à l'intérieur du soulèvement d'Avalon, ainsi que les bassins de South Whale et de Flemish sur les flancs du soulèvement (figure 3.43). À l'intérieur de ces bassins secondaires, les sédiments du Paléozoïque supérieur et de la période allant du Trias au Jurassique supérieur sont modérément déformés et ont subi une érosion de grande ampleur (figure 3.44). Sur la discordance, repose une mince couche basale de sable transgressif, suivie de schistes et de pélites du Crétacé supérieur et du Tertiaire qui atteignent par endroits une épaisseur de 2 km. Dans la moitié sud de la région, ces unités reposent directement sur le socle. L'extrémité est du bassin Scotian, le sous-bassin de South Whale, située à l'ouest du soulèvement d'Avalon, renferme d'épaisses successions datant du Crétacé inférieur, du Jurassique et de périodes antérieures.

Chronologie des forages Les deux premiers puits d'exploration, Tors Cove et Grand Falls, ont été forés en 1966. Il s'en est ajouté 28 entre 1971 et 1975. Aucun autre puits n'a été foré depuis.

Roches-mères potentielles Les schistes du Crétacé supérieur et du Tertiaire qui reposent

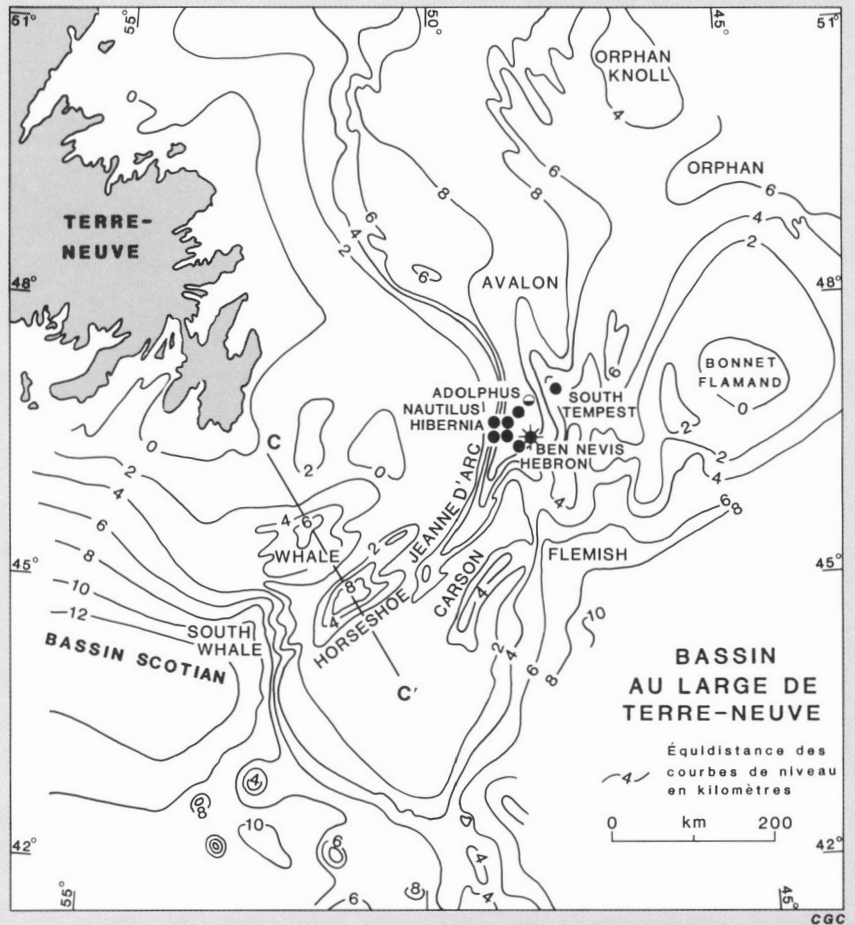


Figure 3.43 Carte-index des bassins des Grands Bancs (Sud), du plateau de l'Est de Terre-Neuve et de l'Est de Terre-Neuve. Les courbes de niveau indiquent la profondeur entre la surface du fond marin et le socle (d'après McMillan, 1982)

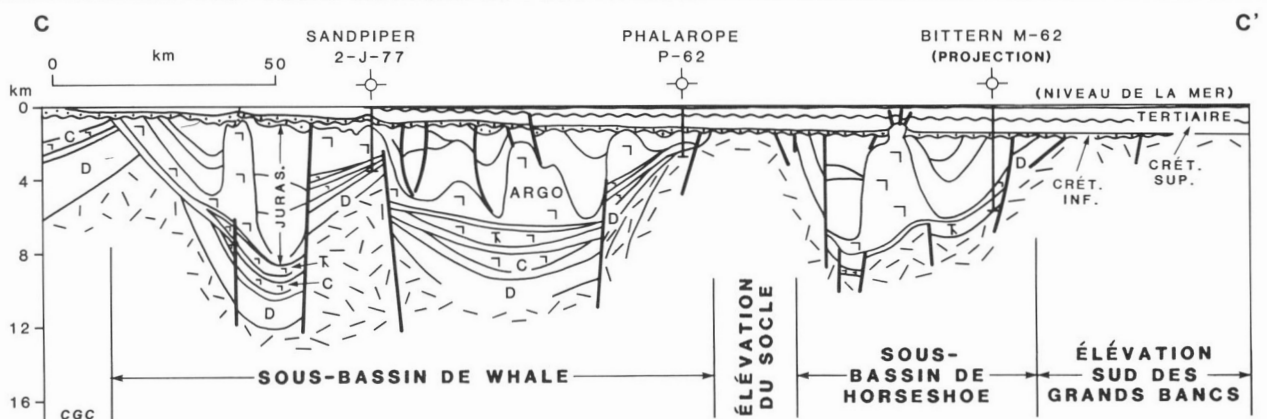


Figure 3.44 Coupe structurale (C-C') à travers les sous-bassins de Whale et de Horseshoe

sur la discordance sont des roches-mères potentielles mais sont encore immatures. À l'intérieur des sous-bassins, le Jurassique inférieur et le Jurassique moyen sont considérés comme des horizons peu propices à la production de gaz naturel. On croit cependant que le schiste de Verrill Canyon pourrait constituer une roche mature sur le flanc ouest du soulèvement d'Avalon.

Roches réservoirs potentielles Le sable transgressif basal, bien que poreux, n'est pas véritablement coiffé d'une roche-mère en amont-pendage. On croit que les prismes de sédiments clastiques situés sur le flanc ouest du soulèvement contiennent des sables poreux. De minces unités calcaires du Crétacé supérieur présentent une certaine porosité.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Du pétrole de forte densité a été extrait du puits Heron H-73, qui a été foré sur le flanc d'un diapir salin, dans le sous-bassin de South Whale. Les structures salifères ainsi que les situations à explorer qui existent au voisinage de la discordance sont les formations qui offrent les meilleures possibilités de piégeage.

PLATEAU DE L'EST DE TERRE-NEUVE

Étendue Cette région d'une superficie d'environ 230 000 km² s'étend à partir de la limite intérieure des dépôts jusqu'à l'isobathe de 400 m. Elle est située au large des côtes, entre le Sud des Grands Bancs et l'arc de Cartwright (46°-54° N).

Géologie Cette région est constituée de trois centres de sédimentation qui chevauchent partiellement et dont l'épaisseur atteint plus de 14 km. Les couches les plus anciennes forment une succession carbonifère limitée par des failles, qui renferme d'épaisses couches de roches continentales clastiques et de petites unités de carbonates et d'évaporites. Le bassin mésozoïque s'est formé au cours de la séparation des plaques nord-américaine et européenne. Il est limité à l'ouest par une importante zone-charnière du socle et à l'est par un complexe de crêtes extérieures (figure 3.43). Les sédiments de cuvette d'effondrement triasiques et jurassiques sont des couches rouges et des évaporites à grains grossiers, surmontées d'un faciès marin du Jurassique. Dans le Crétacé inférieur, les successions contemporaines de la dérive continentale sont constituées de sédiments clastiques grossiers qui se sont répandus vers le Nord et vers l'Est jusque dans le bassin d'Avalon. Elles sont recouvertes par des schistes transgressifs du Crétacé supérieur et du Tertiaire, et par des couches minces de grès et de calcaire. Le centre de sédimentation du Tertiaire recouvre les deux autres. Formé au cours du Tertiaire inférieur, il renferme jusqu'à 5 500 m de sédiments à prédominance de pélites et de grès fissiles. La figure 3.45 groupe toutes ces formations dans une colonne stratigraphique généralisée.

Chronologie des forages Le premier puits de la région a été foré à l'extrémité sud du sous-bassin de Jeanne d'Arc en 1971. Il a été suivi, jusqu'en 1975, de dix autres puits qui ont débouché sur une seule accumulation d'importance à Adolphus. Les forages n'ont repris qu'en 1979, année de la découverte du gisement Hibernia. Le forage du puits de découverte d'Hibernia a été suivi de près par 15 sondages, dont six puits d'extension à Hibernia même. Quatre des neuf nouveaux

forages de reconnaissance ont débouché sur des gisements de pétrole importants.

Roches-mères potentielles Une excellente roche-mère pétrolière a été localisée dans les successions datant du Kimmeridgien au Jurassique. Tout le pétrole découvert à Hibernia, Ben Nevis et Adolphus a été provisoirement rattaché à cette source. Ce pétrole semble présenter une maturité plus avancée que celle qui a été constatée jusqu'ici dans les roches-mères, ce qui indique qu'il a migré à partir de régions plus profondes du bassin. Les roches des étages plus anciens du Jurassique ont une faible teneur en carbone organique, tandis que les sédiments crétacés et tertiaires sus-jacents appartiennent à un domaine terrestre et sont immatures en grande partie.

Roches réservoirs potentielles Le Paléozoïque supérieur et la partie inférieure du Mésozoïque renferment des couches basales de sédiments clastiques et de carbonates qui pourraient servir de réservoirs là où elles sont accessibles aux tiges de forage. Des roches clastiques du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur contemporains à l'orogénèse présentent une bonne porosité dans des puits forés sur les flancs est et ouest du bassin d'Avalon. La section transgressive du Crétacé supérieur-Tertiaire renferme des couches réservoirs, mais tout comme les roches susmentionnées, elles se situent au-dessus de la fenêtre de maturation du pétrole.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Le gisement géant d'Hibernia est adjacent à la zone-charnière sur le flanc du bassin d'Avalon (figure 3.47). La réserve probable est évaluée à 57 milliards de mètres cubes de gaz et 159 millions de mètres cubes de pétrole. Structuralement, il s'agit d'un gros anticlinal retourné associé à la zone-charnière (figure 3.46). Parmi les autres situations à explorer, figurent des structures du socle et des formations salines, une zone de failles complexe associée à une zone-charnière qui traverse le bassin d'Avalon dans une direction sud-est et des pièges

stratigraphiques formés au voisinage de la discordance du Crétacé moyen et sur les flancs du bassin. Quatre puits, Ben Nevis, Nautilus, South Tempest et Hebron, ont débouché sur d'importantes accumulations de pétrole dans ces situations à explorer.

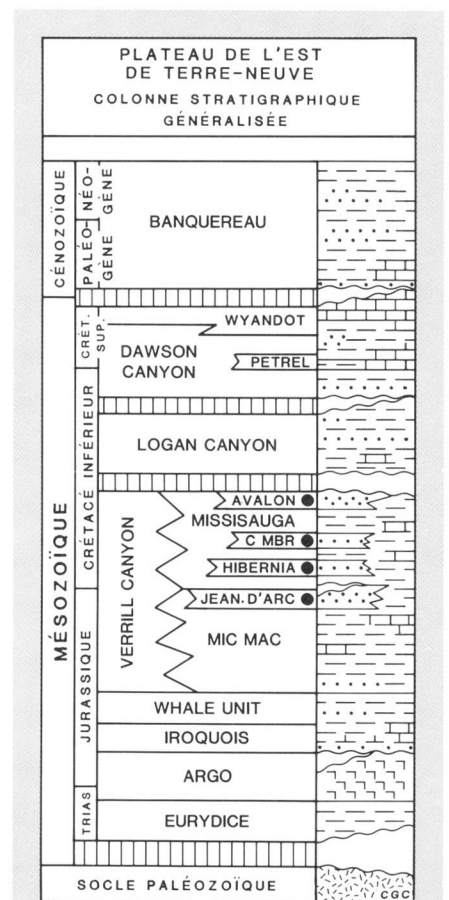


Figure 3.45 Colonne stratigraphique généralisée, plateau de l'Est de Terre-Neuve

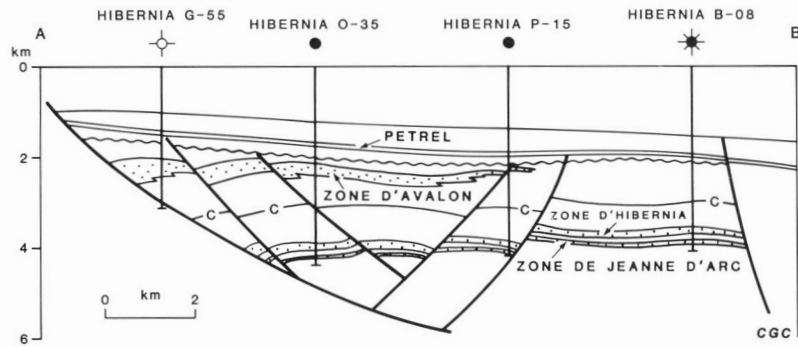


Figure 3.46 Coupe structurale à travers le gisement Hibernia, montrant les principales zones pétrolifères. Le trait de coupe est indiqué dans la figure 3.47 (d'après Benteau et Sheppard, 1982)

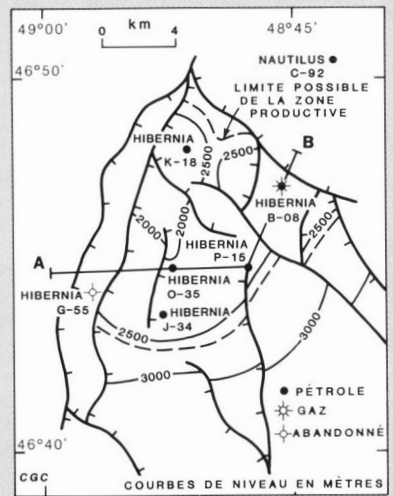


Figure 3.47 Carte du champ pétrolifère Hibernia (d'après Benteau et Sheppard, 1982)

BASSIN DE L'EST DE TERRE-NEUVE

Étendue Ce bassin, d'une superficie d'environ 130 000 km², est entièrement situé en eaux profondes et s'étend d'une part de l'isobathe de 400 m jusqu'à la limite du domaine continental, où il est limité par le Orphan Knoll, et d'autre part du Bonnet flamand à l'arc de Cartwright.

Géologie Cette région (figure 3.43) a une étroite parenté avec le plateau adjacent, puisqu'elle englobe les parties distales des trois autres centres de sédimentation (figure 3.48). Les sédiments du Paléozoïque supérieur se présentent en blocs délimités par des failles; ils sont recouverts de sédiments du Crétacé inférieur-Jurassique qui ont subi une déformation et une érosion par endroits à l'époque de la séparation continentale. Sur elles, reposent en discordance les sédiments d'eau profonde qui datent du Crétacé supérieur et du Cénozoïque. D'après les données d'un seul sondage, on distingue dans cette région cinq séquences régionales limitées par des surfaces de discordance (figure 3.49). Le Paléozoïque et le Crétacé inférieur sont représentés par des dépôts de mer plate, tandis que les séquences sus-jacentes, qui vont jusqu'au Tertiaire supérieur, sont toutes des dépôts d'eau profonde.

Chronologie des forages Un seul puits, le Blue H-28 de Texaco et al, a été foré dans cette région. Le sondage a eu lieu en 1979, à 1 486 m sous l'eau, jusqu'à une profondeur totale de 6 088 m sous le niveau de la mer.

Roches-mères potentielles D'après des analyses géochimiques, les sédiments crétacés renferment des roches-mères pétroligènes qui sont matures. Les couches cénozoïques qui les recouvrent sont à peine matures. En revanche, la section paléozoïque sous-jacente présente une maturité très avancée, ce qui laisse supposer qu'elle a été enfouie plus tôt et soumise ultérieurement à une érosion. L'épaisse section mésozoïque qui, d'après des données sismiques, se trouve hors de la structure devrait avoir atteint le stade de la maturité. Il existe probablement dans ce bassin des sédiments du Crétacé inférieur et du Jurassique, mais on ignore les caractères des matières organiques.

Roches réservoirs potentielles Des réservoirs de grès poreux ont été localisés dans le Crétacé, mais ils contenaient de l'eau. Par ailleurs, les grès paléozoïques ont une faible porosité. Il est permis de supposer que certaines strates du Crétacé et du Jurassique, qui n'ont pas encore été forées, con-

tiennent des couches propices à l'accumulation d'hydrocarbures.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles On ne connaît pas d'accumulations d'hydrocarbures dans cette région; cependant, on y trouve un grand nombre de structures de socle qui n'ont pas encore été sondées et qui sont coiffées d'épaisses couches de schistes tertiaires. Plusieurs pièges stratigraphiques possibles existent sur les flancs de ces structures, de même qu'aux surfaces de discordance du Crétacé moyen et supérieur.

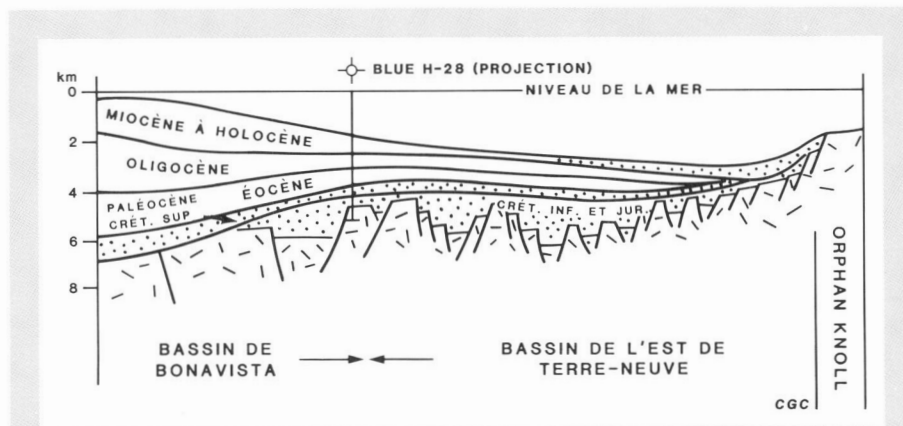


Figure 3.48 Coupe schématique est-ouest à travers le bassin de l'Est de Terre-Neuve (la position du Orphan Knoll est indiquée à la Figure 3.43)

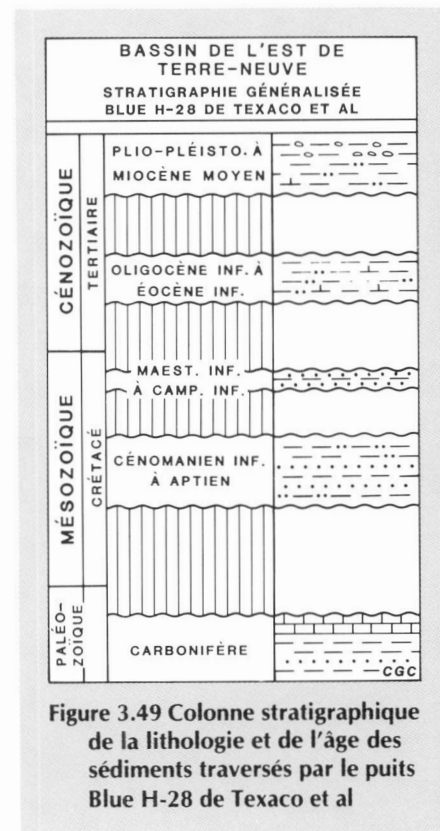


Figure 3.49 Colonne stratigraphique de la lithologie et de l'âge des sédiments traversés par le puits Blue H-28 de Texaco et al

PLATEAU DU LABRADOR

Étendue Cette région, d'une superficie d'environ 180 000 km², est située entièrement au large des côtes et s'étend de l'arc de Cartwright jusqu'au seuil du détroit de Davis, entre la bordure ouest des sédiments et l'isobathe de 400 m.

Géologie Le plateau du Labrador repose sur deux centres de sédimentation, le bassin de Hopedale et celui de Saglek. Dans le bassin de Hopedale, un prisme de sédimentation s'épaississant vers la mer et formé de pélites silteuses et sablonneuses repose sur un fossé tectonique du plateau intérieur, dans lequel des roches volcaniques et des grès arkosiques syntectoniques du Crétacé inférieur ainsi que des schistes argileux du Crétacé supérieur et du Tertiaire se sont déposés sur un socle faillé en blocs du Paléozoïque inférieur et du Précambrien. À l'intérieur de ce socle, des avant-buttes de carbonates et de roches clastiques du Paléozoïque forment des roches réservoirs. Par endroits, les roches volcaniques du Crétacé masquent peut-être, du point de vue géophysique, des sédiments mésozoïques plus anciens ainsi que les séquences paléozoïques. Le bassin de Saglek, en marge du chenal d'Hudson, fut un centre de sédimentation au cours du Tertiaire; il contient jusqu'à 10 km de sédiments.

Chronologie des forages Le premier puits, le Leif E-38 de Tenneco et al, a été foré par battage au câble en 1971 et complété deux années plus tard. Depuis, les forages ont progressé lentement (parce que la glace et les conditions météorologiques écourtent considérablement la période des travaux de forage). Actuellement, 23 puits sont déjà forés et trois sont en cours de forage.

Roches-mères potentielles Du gaz et des condensats ont été découverts dans cinq puits

forés dans le bassin de Hopedale. Les analyses géochimiques indiquent que les condensats sont apparentés et qu'ils dérivent d'un kérogène (terrestre) de type III. Cependant, le degré de maturité thermique dans les puits est généralement faible, ce qui laisse supposer que les hydrocarbures migrent depuis des couches plus profondes du bassin.

Roches réservoirs potentielles Dans le bassin de Hopedale, le grès de la formation de Bjarni (Crétacé inférieur) et les termes sablonneux de Freydis, de Gudrid et de Leif des formations schisteuses sus-jacentes (figure 3.51) pourraient tous constituer des réservoirs. On trouve aussi des structures propices à l'accumulation d'hydrocarbures dans les carbonates paléozoïques sous-jacents aux séquences de la plaine côtière, tout comme aux gisements de Gudrid et de Hopedale. On croit que les principaux réservoirs du bassin de Saglek se trouvent dans des unités de grès fluviaux et marines du Crétacé et du Tertiaire inférieur.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Cinq gisements de gaz naturel et de condensats et une trace de pétrole ont été découverts dans le bassin de Hopedale. Tous sont associés à des élévations du socle, qui constituent les meilleures situations à explorer dans ce bassin (figure 3.52). Cependant, il peut aussi exister des pièges stratigraphiques à la jonction avec les limites de sédimentation des formations réservoirs. Sur le flanc nord du bassin de Saglek, le puits Hekja de la société Aquitaine et al a permis de découvrir du gaz dans un réservoir de grès plissé du Paléocène. Ce puits, où la zone productive nette atteint environ 40 m, est l'accumulation d'hydrocarbures la plus au nord qui ait été découverte sur la marge atlantique.

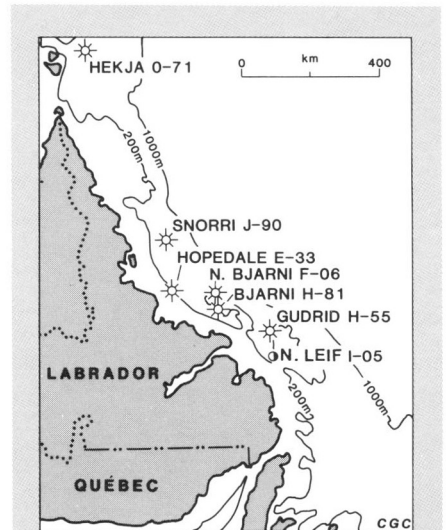


Figure 3.50 Découvertes de pétrole et de gaz naturel sur le plateau du Labrador

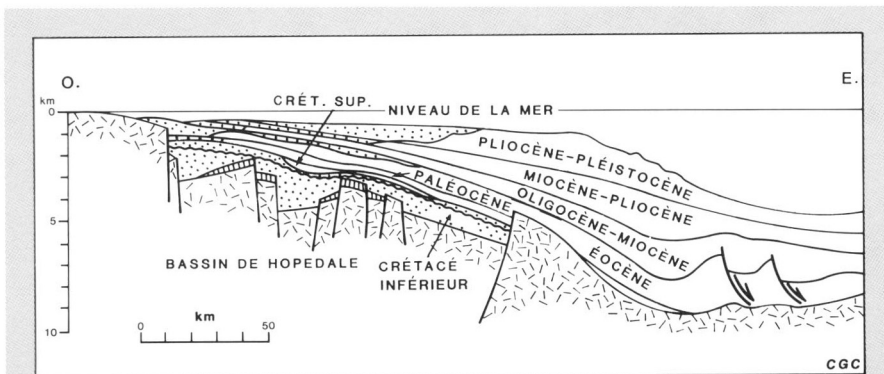


Figure 3.52 Coupe schématique à travers le plateau du Labrador (Umpleby, 1979)

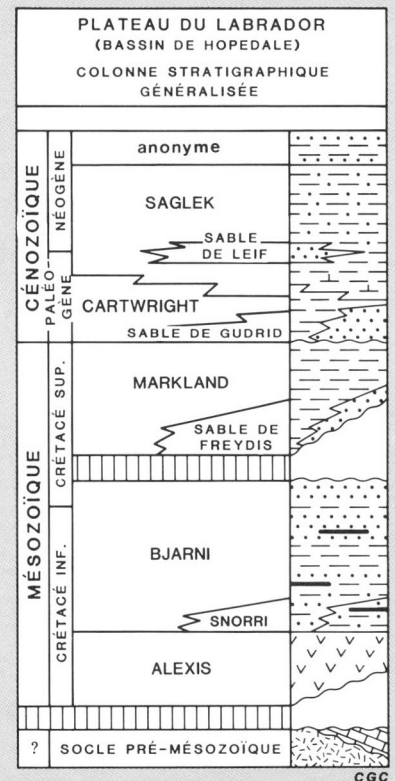


Figure 3.51 Colonne stratigraphique généralisée, bassin de Hopedale (d'après Umpleby)

BAIE BAFFIN

Étendue D'une superficie d'environ 305 000 km², cette région s'étend du seuil du détroit de Davis jusqu'au bassin de Kane. Elle comprend une partie de l'île Bylot (2 000 km²).

Géologie La géologie sédimentaire de la région de la baie Baffin est mal connue mais, grâce aux données sismiques, on reconnaît deux zones de sédimentation assez épaisses. À la baie Home, un prisme de schistes et de grès du Tertiaire et peut-être du Crétacé supérieur, qui atteint une épaisseur de 4 km, repose sur un socle continental du Précambrien et un socle océanique du Mésozoïque. La région du détroit de Davis renferme des roches volcaniques du Tertiaire, dont il existe peut-être des exemplaires dans le sous-sol de la baie Home. Plus au nord, à l'embouchure du détroit de Lancaster, se présente un centre de sédimentation que l'on situe au Tertiaire et au Crétacé supérieur et qui dépasse 12 km en épaisseur. Cette unité s'étend vers l'ouest, traverse un seuil de carbonates paléozoïques et entre dans le détroit de Lancaster, où elle est préservée dans un mi-fossé tectonique du plateau (figure 3.54).

Chronologie des forages Aucun puits n'a été foré dans cette région.

Roches-mères potentielles On n'a pas reconnu de roches-mères dans la baie Baffin mais on connaît l'existence d'un suintement de pétrole encore actif qui provient d'une dépression sous-marine dans la région de l'entrée Scott. L'épaisseur considérable des sédiments, qui renferment notamment des couches tertiaires d'origine probablement marine, augmente les possibilités d'existence de roches-mères dans la partie nord de la baie Baffin.

Roches réservoirs potentielles Il devrait exister des réservoirs de grès du Tertiaire et du Crétacé supérieur dans toute la région, ainsi que des roches clastiques du Mésozoïque inférieur et du Paléozoïque et des carbo-

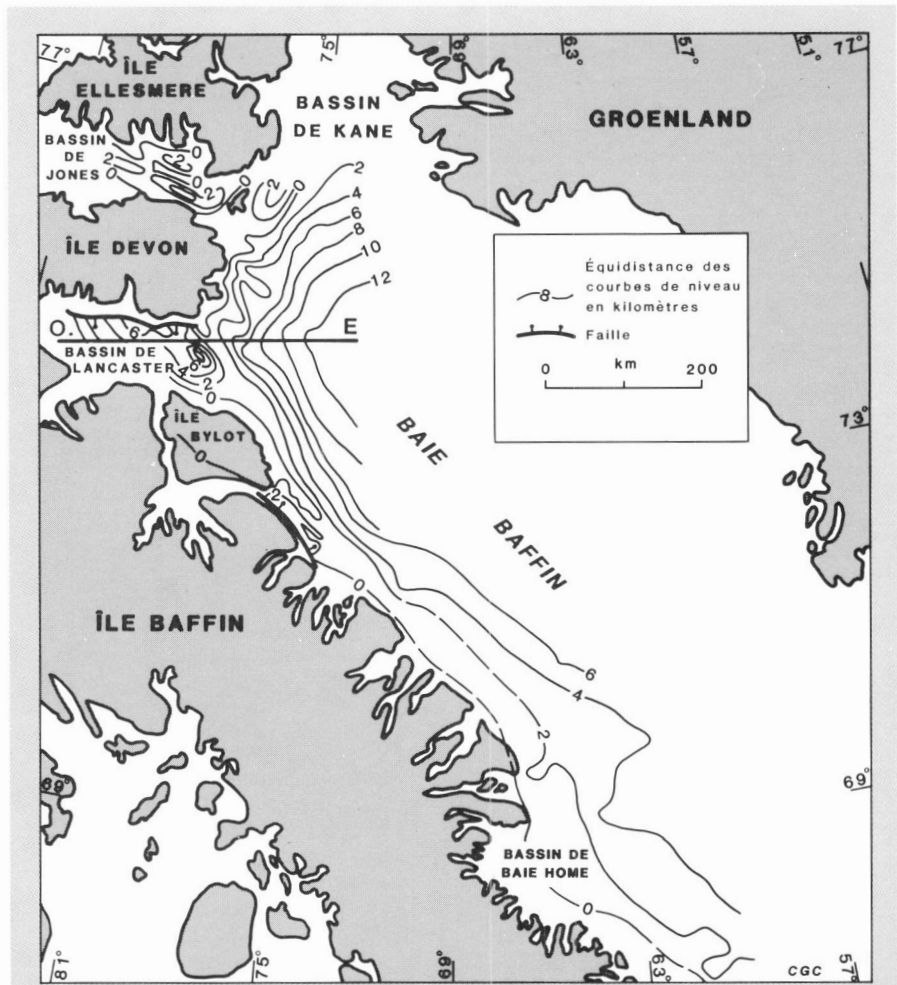


Figure 3.53 Carte de la baie Baffin démontrant la profondeur du socle. Le zéro correspond à la limite des sédiments mésozoïques-cénozoïques (d'après Hea et coll., 1980)

nates paléozoïques le long du plateau intérieur.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Aucun puits n'a encore été foré sur la marge canadienne de la baie Baffin. Une campagne de forage a bien eu lieu au large du Groenland, mais sans résultats. Au nom-

bre des structures propices à l'accumulation d'hydrocarbures, figurent des blocs faillés et des crêtes, des failles regardant vers le bassin dans des zones de sédimentation rapide du Tertiaire et des pièges stratigraphiques en marge du bassin.

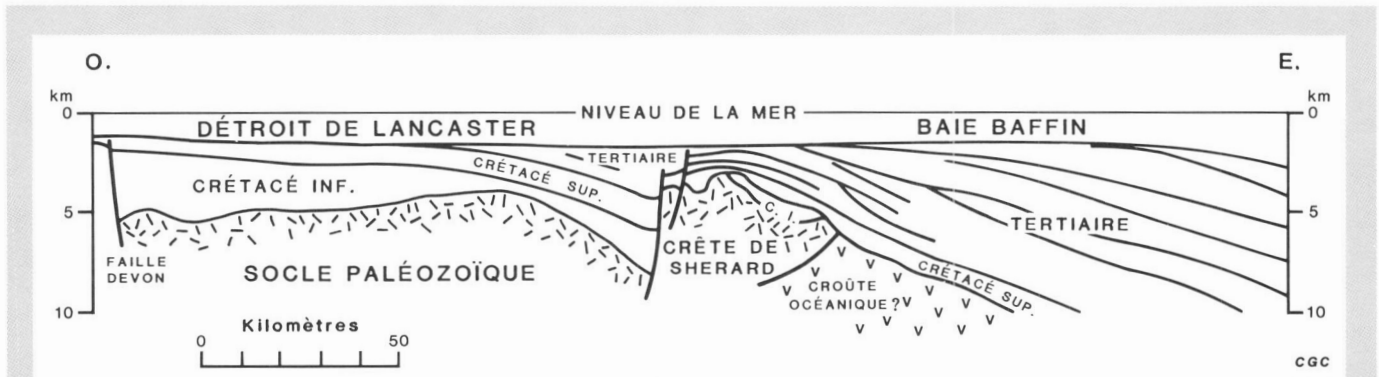


Figure 3.54 Coupe structurale à travers la région allant du détroit de Lancaster à la baie Baffin (d'après Hea et coll., 1980)

BASSINS PALÉOZOÏQUES — EST CANADIEN

Introduction

Entre le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et les bassins au large des côtes de l'Atlantique, le Bouclier canadien renferme, dans son corps principal ou sur ses flancs, plusieurs régions sédimentaires. La plus vaste est le bassin de la baie d'Hudson, qui date du Paléozoïque et qui se trouve à l'intérieur de la plate-forme d'Hudson. Plus au sud, les roches paléozoïques des Basses-Terres du Saint-Laurent recourent le Sud de l'Ontario et s'étendent vers le nord-est le long de la vallée du Saint-Laurent, jusque dans la partie Nord-Ouest de Terre-Neuve. À l'est, les roches du Paléozoïque supérieur qui remplissent les bassins successeurs des Maritimes sont situées sous la partie sud du golfe du Saint-Laurent et sous les régions adjacentes (figure 3.55).

La péninsule ontarienne renferme de nombreux gisements gazifères et pétrolifères de faibles dimensions. Deux petites accumulations, une de gaz naturel et une de pétrole, ont été découvertes dans le bassin des îles de la Madeleine. Des évaluations des ressources potentielles ont été établies pour chacune des grandes régions; cependant, dans le cas de la plate-forme d'Hudson, où dans une région marine de plus de 600 000 km² seulement trois forages et des travaux de prospection sismique nettement insuffisants ont été effectués. L'évaluation repose donc sur un minimum de données géologiques.

Réserves

Dans le Sud de l'Ontario, les réserves restantes étaient évaluées en 1982 à 836 000 m³ de pétrole extractible et à 8,8 milliards de mètres cubes de gaz.

Potentiel

Les évaluations des ressources potentielles en pétrole et en gaz naturel de chacun des bassins sont indiquées dans le tableau XI. Seul le Sud de l'Ontario peut être considéré comme une région convenablement explorée. C'est la plate-forme d'Hudson qui semble présenter le plus haut potentiel en pétrole comme en gaz naturel. On croit que les

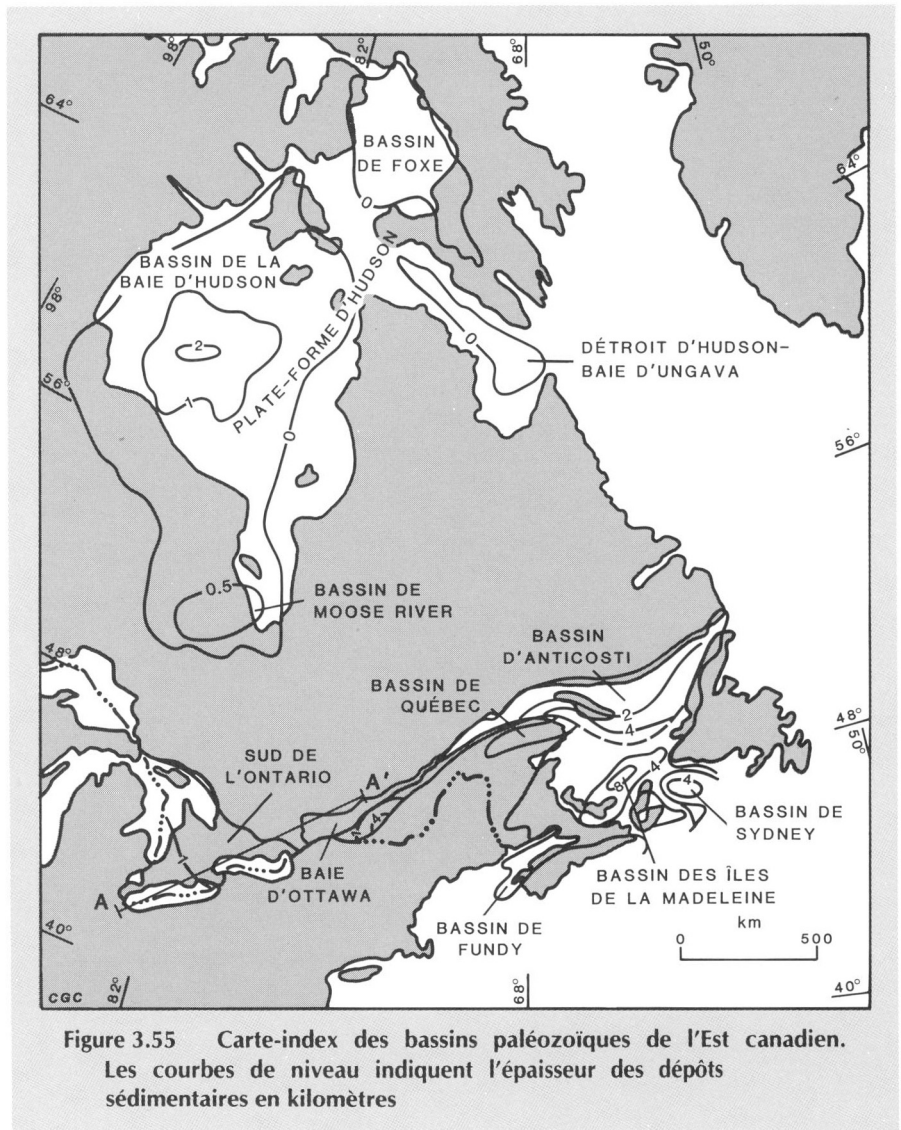


Figure 3.55 Carte-index des bassins paléozoïques de l'Est canadien. Les courbes de niveau indiquent l'épaisseur des dépôts sédimentaires en kilomètres

cibles de forage, dans tous les bassins, sont petites en comparaison d'autres régions pionnières, et c'est ce qui explique le caractère limité et sporadique des travaux d'exploration. Les forages et les travaux géophysiques exécutés dans la baie d'Hudson sont encore trop dispersés pour justifier le lance-

ment de travaux d'exploration intensifs. De plus, on ne connaît pas suffisamment la géologie des bassins (sauf celui du Sud de l'Ontario) pour établir une évaluation fiable du potentiel en hydrocarbures. La marge d'erreur pourrait donc être considérable.

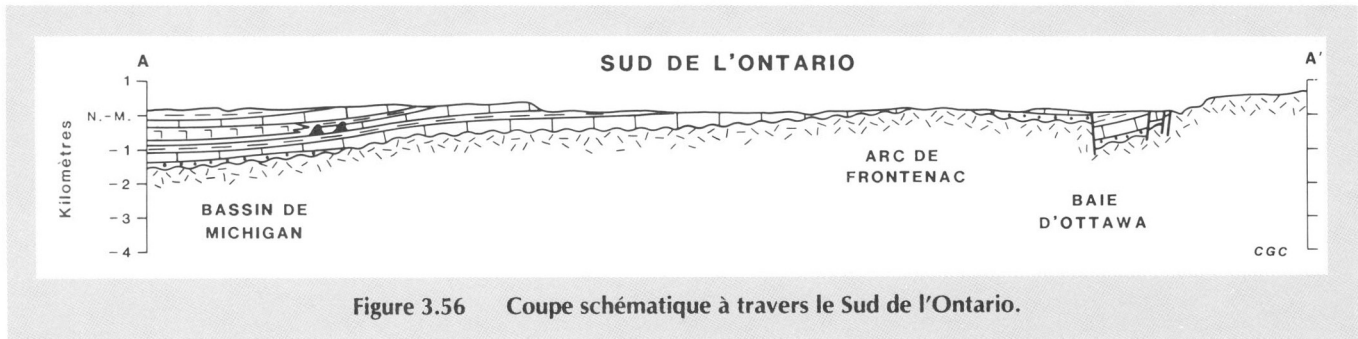


Figure 3.56 Coupe schématique à travers le Sud de l'Ontario.

TABLEAU XI
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL (EXTRACTIBLE)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10⁶ m³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Basses-Terres du Saint-Laurent	4	17	52
Plate-forme d'Hudson	10	130	560
Bassins des Maritimes	3	20	95
TOTAUX	20*	167	605*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10⁹ m³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
Basses-Terres du Saint-Laurent	10	60	150
Plate-forme d'Hudson	10	90	400
Bassins des Maritimes	20	40	290
TOTAUX	46*	190	660*

* Ces totaux ne sont pas des sommes arithmétiques. Ils ont été calculés au moyen de méthodes statistiques.

BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT

Étendue Cette région a une superficie de 293 000 km², dont 160 000 au large des côtes, dans les Grands Lacs et dans la partie nord du golfe du Saint-Laurent.

Géologie Les roches paléozoïques forment une zone étroite qui s'étend de la péninsule ontarienne jusque dans la partie nord du golfe du Saint-Laurent, en longeant le fleuve Saint-Laurent. Elle englobe l'île d'Anticosti et certaines parties de la Gaspésie et du Nord-Ouest de Terre-Neuve (figure 3.55). Dans le Sud de l'Ontario, la stratigraphie est constituée du faciès côtier et de mer plate des bassins adjacents d'Allegheny et de Michigan et comprend des couches basales de grès, des carbonates de plateau avec les faciès récifaux et évaporitiques correspondants et des schistes argileux. L'épaisseur maximale du dépôt est inférieure à 2 km (figure 3.56). Le bassin d'Anticosti renferme des successions de carbonates et de roches clastiques du même âge, mais beaucoup plus épaisses (jusqu'à 6 km).

Chronologie des forages Les forages ont commencé dans le Sud de l'Ontario en 1858 par la découverte du gisement d'Oil Springs. Depuis, plus de 40 000 puits ont été forés. De nombreux forages d'exploration ont été

effectués le long du fleuve Saint-Laurent, mais sans grand succès. Plus récemment, le centre des activités s'est déplacé vers le lac Érié, où plus d'un millier de puits ont été forés. En Gaspésie, tout comme dans l'île d'Anticosti et dans l'Ouest de Terre-Neuve, les travaux d'exploration se sont poursuivis pendant longtemps, mais de façon sporadique.

Roches-mères potentielles Les hydrocarbures des nombreux gisements du Sud de l'Ontario ont probablement pour origine les bassins adjacents, mais il existe peut-être des roches-mères indigènes dans les schistes bitumineux marins de l'Ordovicien et dans les récifs du Silurien. Dans le bassin d'Anticosti, les schistes ordoviciens et les roches équivalentes, dans les bassins, aux carbonates siluriens sont probablement les sources des nombreux suintements et des petites accumulations qui ont été observés.

Roches réservoirs potentielles Dans le Sud de l'Ontario, les réservoirs sont constitués de grès et de carbonates poreux. Les faciès clastiques et les carbonates de plateau semblables et des roches clastiques présentent une porosité dans les autres régions.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Dans le Sud de l'Ontario, il existe plus d'une centaine de petits gisements de pétrole et de gaz naturel dans des roches qui datent de l'époque allant du Cambrien au Dévonien. Parmi les situations à explorer figurent des réservoirs de grès et de dolomie du Cambrien qui ont été déformés et tronqués en amont-pendage, des carbonates dolomitisés de l'Ordovicien, des grès du Silurien inférieur qui finissent en coin en amont-pendage, de nombreux récifs tabulaires et pinacles du Silurien supérieur (figure 3.57) et des carbonates dolomitisés du Dévonien moyen. Des suintements de pétrole ont été observés dès 1812 dans l'Ouest de Terre-Neuve, puis en 1836 en Gaspésie. Les forages qui ont eu lieu par la suite dans les deux régions n'ont permis de découvrir que de petites accumulations sans intérêt commercial.

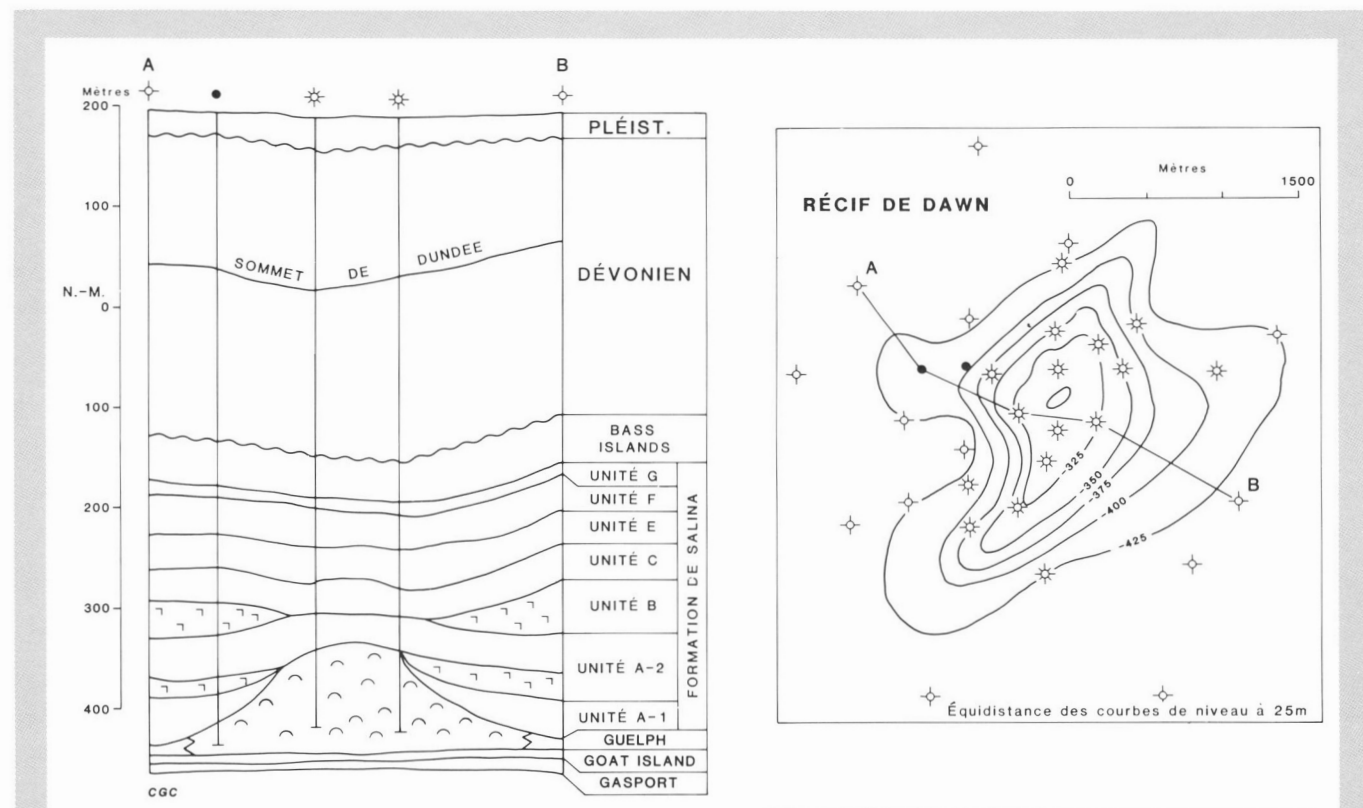


Figure 3.57 Carte structurale et coupe du récif de Dawn (Sud de l'Ontario), typique des pièges en récifs tabulaires (patch reefs)

PLATE-FORME D'HUDSON

Étendue Cette région a une superficie d'environ 1 100 000 km² dont moins du tiers est situé sur le continent.

Géologie Le Paléozoïque de la plate-forme d'Hudson est représenté dans quatre dépressions larges mais peu profondes du Bouclier canadien (figure 3.55). D'après les affleurements, les roches appartenant à cette période sont les débris d'une couverture cratonique beaucoup plus vaste qui a été détruite par l'érosion (figure 3.59). Tous les bassins, dans lesquels les carbonates prédominent, présentent une variété de faciès, notamment de petites formations récifales. On y trouve également des schistes argileux, des évaporites et des grès (figure 3.58). L'épais-

seur des sédiments culmine dans le bassin de la baie d'Hudson, où l'on observe des roches sédimentaires de 2 km.

Chronologie des forages Plusieurs trous ont été forés au cours des années 40 dans la partie terrestre des bassins de Moose River et de la baie d'Hudson. En 1969, Aquitaine et al a foré son puits Walrus au large des côtes. Deux autres forages d'exploration ont été effectués en mer en 1974. Un seul puits a été foré dans le bassin de Foxe et la baie d'Ungava.

Roches-mères potentielles Aucun suintement de pétrole n'a été observé dans la plate-forme d'Hudson, mais on a signalé la pré-

sence de bitume dans des vésicules associées à des récifs ordoviciens. Les successions ordoviciennes et dévoniennes comportent des intervalles de schistes pétrolifères noirs. La distillation de ces hydrocarbures a donné 18 L/t. Des traces de pétrole et de gaz naturel ont été signalées dans deux des puits sous-marins, mais le degré de maturité des matières organiques semble très faible.

Roches réservoirs potentielles Les principaux réservoirs sont constitués par les étages vésiculaires ou récifoïdes des formations de carbonates, l'étanchéité étant assurée par des carbonates, des schistes ou des évaporites imperméables.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Il n'existe pas de réserves connues dans cette région. Les situations à explorer seraient associées à des soulèvements du socle, à des failles, à des formations salifères, à des couches couvrant des accumulations récifales, etc. Une porosité désordonnée s'est développée à l'intérieur des formations carbonatées régionales, de sorte que les pièges stratigraphiques sont fréquents.

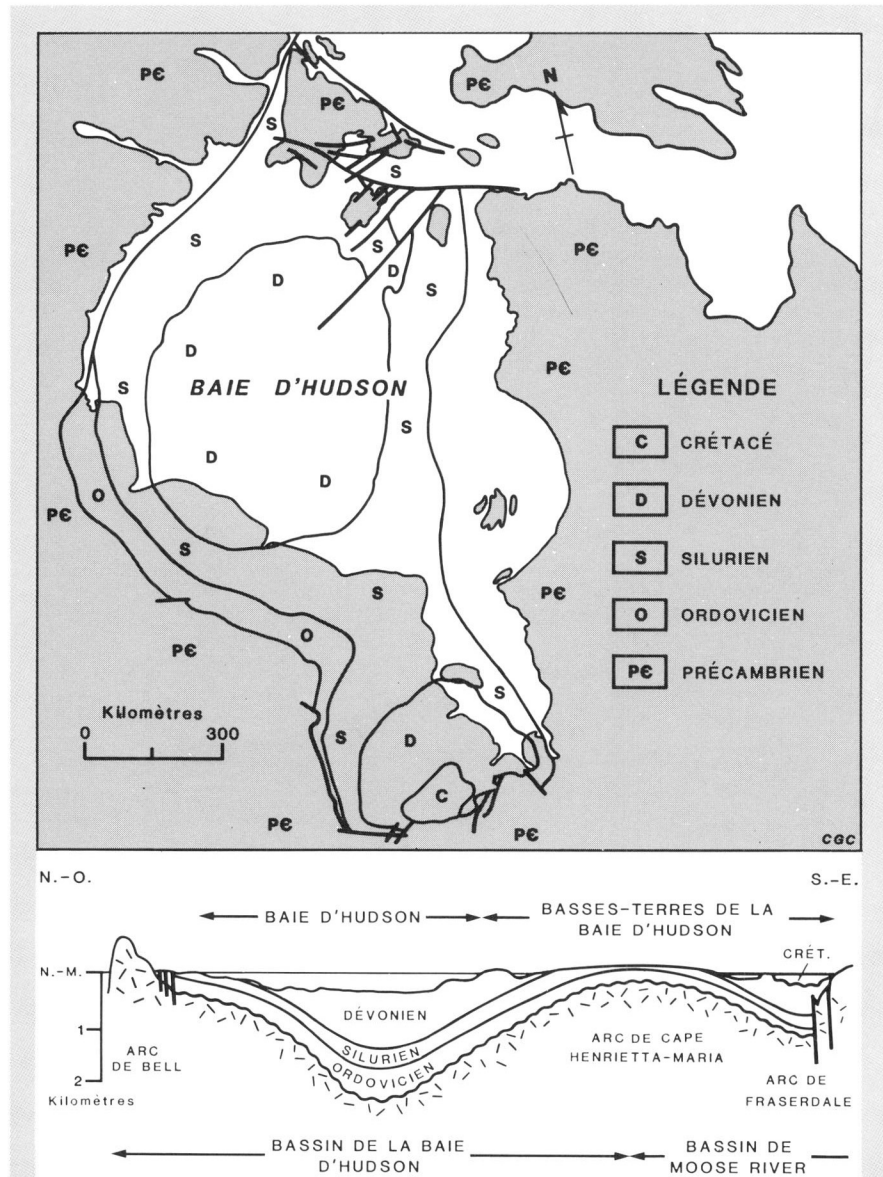


Figure 3.59 Carte géologique et coupe structurale de la région baie d'Hudson-baie James (d'après Sanford et Norris, 1973)

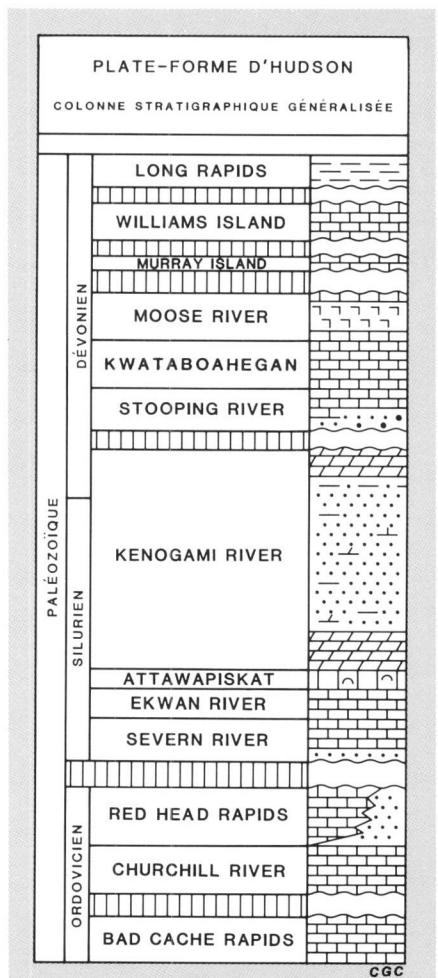


Figure 3.58 Plate-Forme d'Hudson

BASSINS DES MARITIMES

Étendue Cette région a une superficie d'environ 225 000 km², dont près du tiers est situé sur le continent.

Géologie On y distingue trois parties: le bassin des îles de la Madeleine, qui renferme jusqu'à 9 km de sédiments de l'époque allant du Dévonien supérieur au Permien; le bassin de Fundy, avec plus de 6 km de sédiments s'échelonnant probablement du Carbonifère jusqu'au tout début du Jurassique; le bassin de Sydney, avec jusqu'à 5 km de sédiments carbonifères (figure 3.61). Les formations les plus anciennes sont constituées en grande partie de sédiments clastiques rouges d'origine continentale dont le grain varie de grossier à fin, qui passent à des évaporites et à des couches calcaires; toutes ces roches datent du Carbonifère inférieur. Sur elles reposent d'épaisses successions de grès-schistes rouges et grisés du Carbonifère supérieur et, par endroits, de minces couches rouges du Permien. Un prisme épais de couches rouges continentales, dont la déposition remonte du Trias au tout début du Jurassique repose en discordance sur le Paléozoïque dans le bassin de Fundy (figure 3.60).

Chronologie des forages Il n'est pas facile d'obtenir des données précises sur les premiers forages d'exploration qui ont eu lieu dans cette région en vue de découvrir du pétrole ou du gaz naturel. Entre 1970 et 1980, neuf puits ont été forés dans la partie marine de ces bassins, dont six dans le bassin des îles de la Madeleine, deux dans le bassin de Sydney et un seul dans le bassin de Fundy.

Roches-mères potentielles Dans cette région, les formations sont presque exclusivement continentales et renferment des matières organiques d'origine terrestre pour la plupart. En outre, beaucoup de successions présentent une maturité thermique avancée, ce qui laisse supposer que les hydrocarbures sont surtout constitués de gaz naturel. Il existe toutefois une exception dans les couches lacustres du Carbonifère inférieur, qui ont déjà produit du gaz naturel, du pétrole ainsi que le bitume solide que l'on a baptisé «Albertite».

Roches réservoirs potentielles Les formations de ces bassins sont dominées par des successions continentales de sable et de schiste, qui contiennent de bonnes couches réservoirs dont l'étanchéité est assurée par le schiste intermédiaire.

Accumulations d'hydrocarbures connues et potentielles Le petit gisement de pétrole et de gaz naturel de Stony Creek, au Nouveau-Brunswick, a été découvert en 1909. En 1974, un forage d'exploration, celui d'East Point, a été effectué dans le golfe du Saint-Laurent afin d'évaluer une petite accumulation de gaz repérée dans un réservoir de grès du Carbonifère supérieur sur une vaste structure saline. Deux puits ont été forés dans le bassin de Sydney en 1974 et 1976, mais n'ont débouché que sur de petites accumulations de gaz dans un conglomérat basal. Dans les trois bassins, les situations à explorer sont associées à des structures du socle, à des formations salines et à des pièges stratigraphiques.

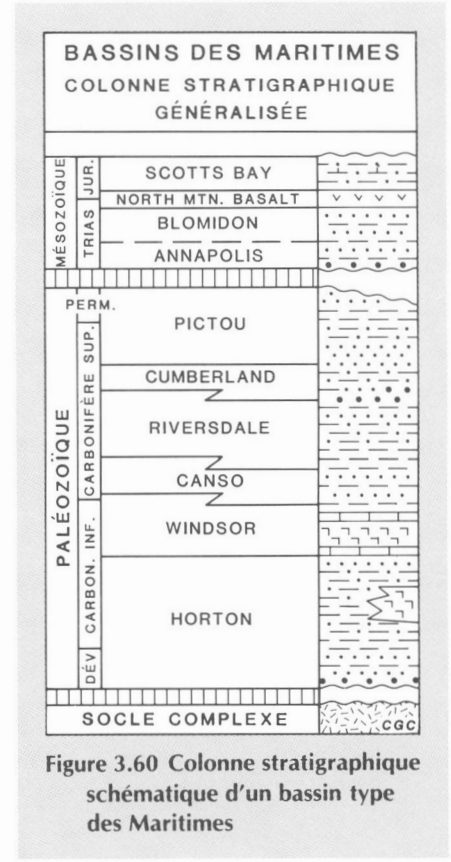


Figure 3.60 Colonne stratigraphique schématique d'un bassin type des Maritimes

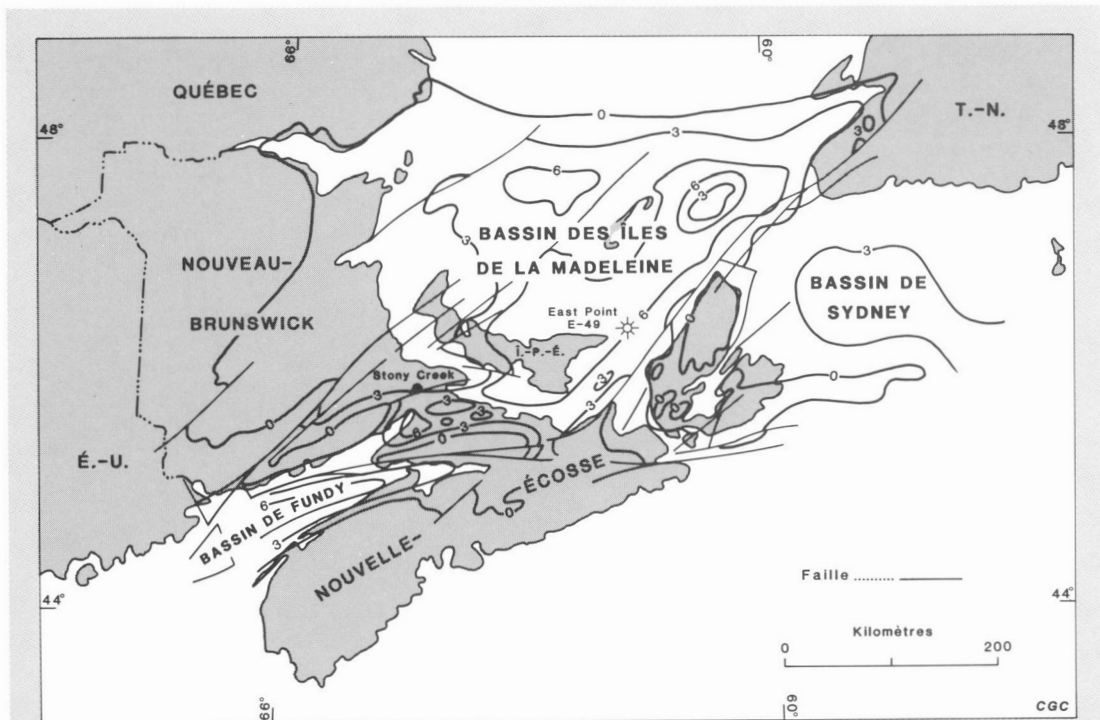


Figure 3.61 Carte sédimentaire des bassins des Maritimes. Les courbes de niveau sont exprimées en kilomètres

RESSOURCES NON CLASSIQUES

SOUS-TITRES

SABLES PÉTROLIFÈRES	52
PÉTROLE LOURD	53
CARBONATES PÉTROLIFÈRES	53
GAZ DE FORMATION ÉTANCHE	53
SCHISTES PÉTROLIFÈRES	54
FACTEURS ÉCONOMIQUES	54

RESSOURCES NON CLASSIQUES

Introduction

Outre ses ressources en pétrole et en gaz naturel classiques, le sous-sol canadien recèle des accumulations importantes d'hydrocarbures que l'on qualifie de non classiques en raison de l'impossibilité où que l'on se trouve de les produire efficacement au moyen des techniques d'exploitation habituelles. Ce sont les sables pétrolifères, les pétroles lourds, les carbonates pétrolifères, le gaz de formation étanche et les schistes pétrolifères. Ces hydrocarbures sont souvent considérés comme des ressources non classiques en pétrole et en gaz naturel; cependant, contrairement aux autres ressources potentielles, celles-ci sont déjà découvertes. Leur étendue, leur position et leur importance quantitative sont bien définies; ce qui rend leur mise en valeur difficile, c'est le coût d'extraction, que seules des techniques nouvelles peuvent ramener à un niveau acceptable.

Sables pétrolifères

Les formations de sables pétrolifères les plus vastes et les mieux connues du Canada se trouvent dans des grès du Crétacé inférieur, en Alberta. On les désigne généralement sous le nom de «sables bitumineux de l'Athabasca» mais, en fait, elles se présentent dans plusieurs gisements distincts (figure 4.1) ayant un même environnement géologique. Les grès et schistes du Crétacé inférieur (groupe de Mannville) sont dérivés de la région du Bouclier à l'est et de la zone orogénique à l'ouest. Les sables ont été transportés dans le bassin de l'Alberta par un réseau de cours d'eau et déposés en milieu deltaïque continental et en milieu marin. Ces sables ont été imprégnés de pétrole au terme d'un processus de production et de migration de grande ampleur; ils comptent parmi les plus grandes accumulations de pétrole au monde. Ce pétrole se présente sous forme de bitume et se comporte essentiellement comme un solide à moins qu'il ne soit chauffé. Près du dixième des accumulations totales de sables pétrolifères fait surface, et c'est pourquoi des méthodes d'exploitation à ciel ouvert ont été mises au point. Le reste se trouve dans le sous-sol, jusqu'à des profondeurs de 1 000 m; les gisements souterrains seront probablement mis en valeur au moyen de procédés in situ faisant appel à de la vapeur et à l'aide d'autres techniques semblables à la récupération assistée du pétrole.

Voici à combien se chiffrent les réserves de bitume brut contenues dans les sables pétrolifères, selon l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta:

	(10 ⁶ m ³)
Athabasca	152 640
Buffalo Head Hills	920
Cold Lake	32 590
Peace River	11 440
TOTAL	197 590

Jusqu'à maintenant, les deux mines en exploitation, celles de Suncor et de Syncrude, ont produit 65 millions de mètres cubes de bitume brut qui, après raffinage, ont donné 46 millions de mètres cubes de pétrole. Les réserves restantes prouvées de brut synthétique sont actuellement évaluées

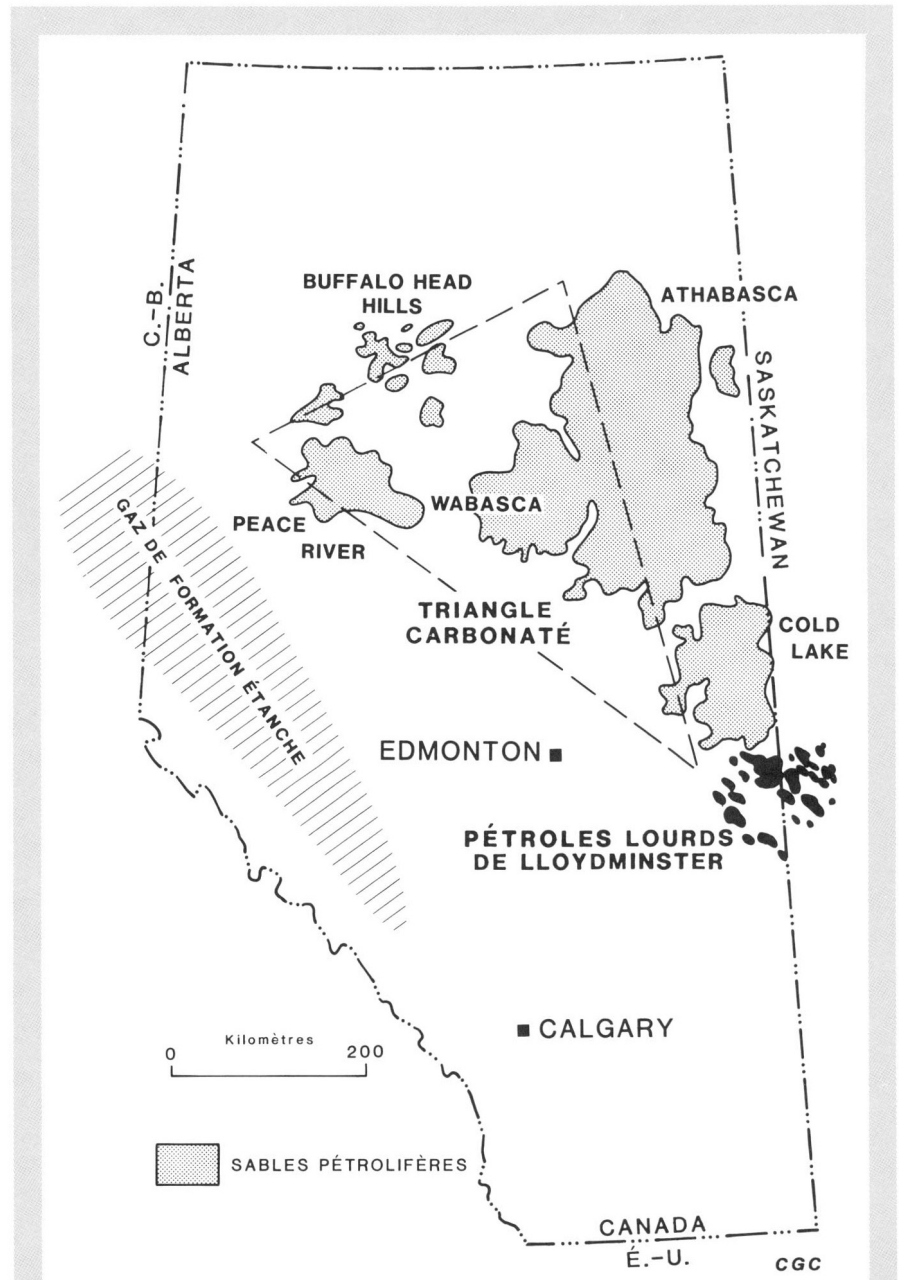


Figure 4.1 Carte-index indiquant la position des sables pétrolifères, des formations étanches, des pétroles lourds et des carbonates pétrolifères

à 3,86 milliards de mètres cubes.

On sait également qu'il existe des sables pétrolifères dans des grès du Trias, dans l'île Melville. Ce gisement est beaucoup plus petit que ceux de l'Alberta, mais contient probablement plus de 500 millions de mètres cubes de bitume en place.

Pétrole lourd

Les gisements de pétrole lourd de la région de Lloydminster sont classés ici parmi les ressources non classiques, même s'il est possible d'en produire une faible partie au moyen des techniques traditionnelles. Le pourcentage extractible par des méthodes classiques demeure cependant faible, de sorte que, si nous voulons produire des pétroles lourds en quantités appréciables, nous devons avoir recours à de nouvelles techniques. Les gisements de pétrole lourd se rencontrent dans le même environnement géologique que les sables pétrolifères, sauf que les sédiments se sont déposés en milieu fluvial et intertidal, en formant de minces successions discontinues et cycliques de grès et de schistes. Les couches de grès gisent à des profondeurs d'environ 1 000 m; dans une couche donnée, la zone productive se trouve dans l'intervalle de 5 à 10 m en moyenne. Les pétroles du type de Lloydminster ont une plus forte gravité que ceux des sables de la région voisine de Cold Lake: elle varie de 13 à 18° API.

Les réserves en place totales de pétrole lourd, mesurées d'après de nombreuses analyses géologiques, sont évaluées à 5,2 milliards de mètres cubes selon une probabilité forte, à 7,46 milliards selon une probabilité moyenne et à 10,63 milliards selon une probabilité faible. Cependant, si on limite les réserves aux formations «riches» (caractérisées par des couches épaisses, une forte saturation d'huile, une absence d'eau sous-jacente, etc.), ces valeurs sont réduites à 2,38, 3,01 et 3,65 milliards de mètres cubes respectivement. Ces ressources sont réparties presque également entre l'Alberta et la Saskatchewan et, dans bon nombre de gisements, on s'emploie activement à étudier la possibilité de faire appel à des méthodes de récupération assistée. Les évaluations du pourcentage extractible dépendent en grande partie de la fluctuation des coûts et des prix, et c'est pourquoi elles ne sont pas incluses dans ce rapport.

Carbonates pétrolifères

On sait qu'il existe des accumulations de bitume brut dans des roches carbonatées du Dévonien et du Carbonifère qui affleurent sous les sables pétrolifères de l'Alberta (figure 4.2). Les évaluations des réserves en place de bitume étaient, au début, du même ordre de grandeur que celles des sables pétrolifères mais, finalement, on sait très peu de choses sur la plupart des accumula-

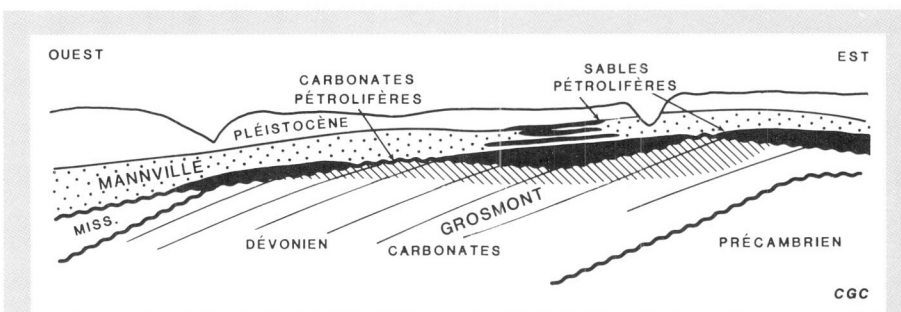


Figure 4.2 Coupe schématique illustrant le mécanisme de piégeage du bitume dans les sables et carbonates pétrolifères

tions qui se sont formées dans ce que l'on appelle le «triangle carbonaté» (figure 4.1). Une des unités stratigraphiques, la formation de Gros mont, est réputée contenir la plus grande partie du bitume brut; c'est elle qui présente les propriétés les plus propices à l'accumulation d'hydrocarbures. L'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta a évalué les réserves en place de bitume brut de cette formation à 50 millions de mètres cubes en décembre 1981. Les accumulations de Gros mont se présentent à des profondeurs de 200 à 500 m, et leur mise en valeur nécessitera l'application de techniques d'extraction in situ.

Gaz de formation étanche

On dit que le «Deep Basin», bassin profond chevauchant la démarcation entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, contient autant de gaz naturel qu'il y en a dans les réserves existantes au Canada (figure 4.1). Emprisonné dans des formations étanches, ce gaz naturel est considéré comme une ressource non classique car il est situé en aval-pendage de la zone aquifère, et dans des roches à porosité très peu développée et à perméabilité extrêmement faible (figure 4.3). L'exploitation de ces ressources sur une vaste échelle nécessiterait le recours à des techniques également non classiques et exigerait une fracturation massive de la section par voie hydraulique afin d'assurer un bon drainage. Une partie du gaz de ce bassin est associée à des réservoirs de grès et conglomérats de type classique, comme dans les sables Falher du Crétacé où se trouve le gisement d'Elmworth. À Elmworth, quelque 10 milliards de mètres cubes de gaz de formations étanches sont considérés comme étant en contact avec des conglomérats et figurent parmi les réserves. La Commission géologique du Canada n'a pas encore évalué le potentiel en gaz naturel de formations étanches datant de la période allant du

sonné dans des formations étanches, ce gaz naturel est considéré comme une ressource non classique car il est situé en aval-pendage de la zone aquifère, et dans des roches à porosité très peu développée et à perméabilité extrêmement faible (figure 4.3). L'exploitation de ces ressources sur une vaste échelle nécessiterait le recours à des techniques également non classiques et exigerait une fracturation massive de la section par voie hydraulique afin d'assurer un bon drainage. Une partie du gaz de ce bassin est associée à des réservoirs de grès et conglomérats de type classique, comme dans les sables Falher du Crétacé où se trouve le gisement d'Elmworth. À Elmworth, quelque 10 milliards de mètres cubes de gaz de formations étanches sont considérés comme étant en contact avec des conglomérats et figurent parmi les réserves. La Commission géologique du Canada n'a pas encore évalué le potentiel en gaz naturel de formations étanches datant de la période allant du

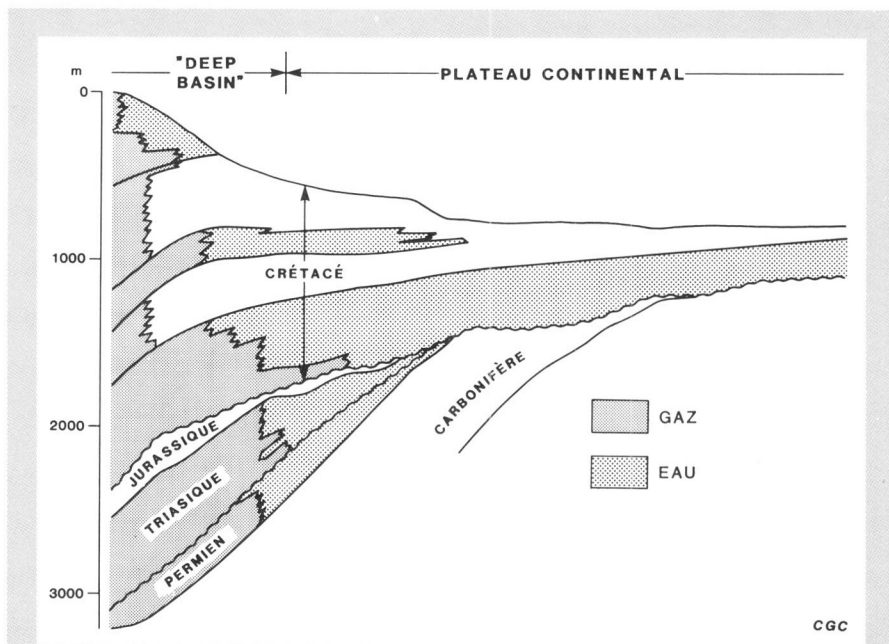


Figure 4.3 Coupe schématique à travers des formations de gaz étanches, dans des roches de faible perméabilité, sous la zone aquifère

Permien au Crétacé. Cependant, l'industrie a publié des évaluations qui, dans certains cas, atteignent 8 500 milliards de mètres cubes de gaz.

Schistes pétrolifères

Les schistes pétrolifères du Canada sont largement répartis à travers le pays; ils se présentent dans des roches datant de l'époque qui va de l'Ordovicien au Crétacé (figure 4.4). En fait, les schistes pétrolifères englobent une variété de roches sédimentaires à grains fins qui contiennent des matières organiques indigènes insolubles en majeure partie dans des solvants pétroliers et d'où l'huile de schiste peut être extraite par pyrolyse. Les matières organiques sont généralement constituées de kérogène, solide insoluble, et, dans une proportion moindre, de bitume. Elles proviennent essentiellement d'algues et de spores incorporées dans les sédiments fins.

Les schistes pétrolifères Carbonifère de la formation d'Albert, au Nouveau-Brunswick, forment les gisements les mieux connus et les mieux délimités du Canada. Lithologiquement, ils se comparent aux fameux schistes de Green River, au Colorado, qui sont jugés économiquement exploitables. On en trouve en surface et jusqu'à des profondeurs de 615 m. Certains intervalles renferment plus de 100 L d'huile de schiste par tonne de roche. D'après les chiffres publiés, les réserves sont évaluées à plus de 45 millions de mètres cubes. Les gisements du Nouveau-Brunswick mis à part, il n'existe pas encore suffisamment de données pour évaluer les ressources potentielles.

Économie et environnement

Sables pétrolifères Les sables pétrolifères de l'Alberta pourraient être considérés comme une abondante source d'énergie qui n'entraîne aucune dépense d'exploration. Le coût d'extraction de ces ressources est fonction de l'épaisseur des terrains de couverture, de la profondeur des gisements ainsi que de l'épaisseur et de la qualité de leur zone productive. Il ressort d'une évaluation économique que les dépenses en capital par mètre cube de réserves extractibles engagées dans l'exploitation des sables bitumineux se comparent favorablement au coût des investissements dans les régions pionnières. D'après les évaluations actuelles, le coût d'investissement des projets d'exploitation de sables bitumineux à ciel ouvert et in situ est de l'ordre de 20 à 45 \$/m³ de réserves extractibles (en dollars de 1983). À titre de comparaison, précisons que l'investissement se chiffre à 25-35 \$/m³ dans les exploitations sous-marines de moins de 100 m de profondeur sur la côte est et à 40-60 \$ dans les exploitations peu profondes de la mer de

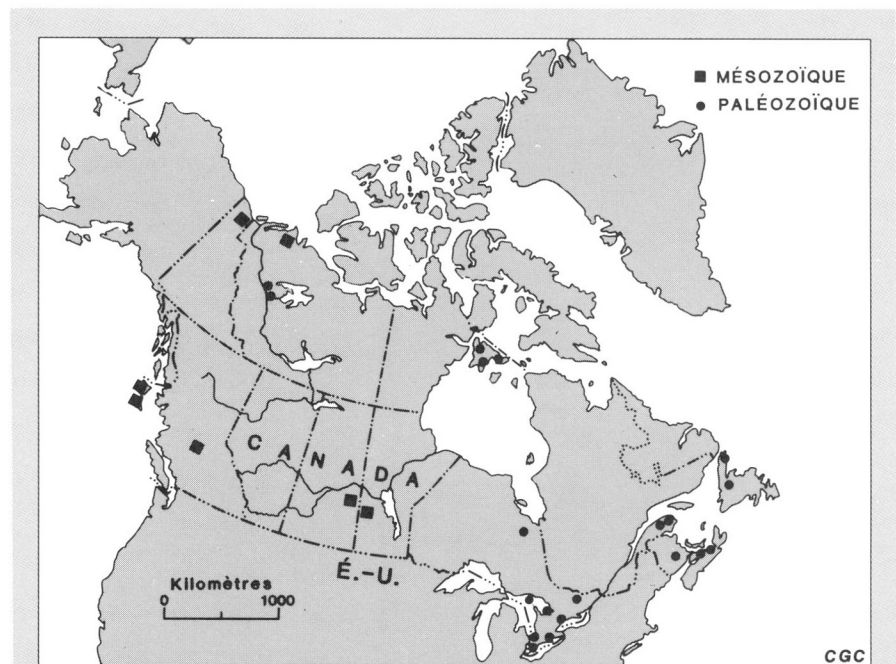


Figure 4.4 Carte-index des accumulations de schistes pétrolifères au Canada

Beaufort. Cependant, il faut souligner que les coûts d'exploitation sont plus élevés dans le cas des sables pétrolifères que dans celui des exploitations pétrolières classiques. L'exploitation des sables pétrolifères à ciel ouvert produit une grande quantité de déchets solides, notamment des terrains de couverture, ainsi que des agents de pollution de l'air et de l'eau. Les exploitations in situ ont généralement moins d'impact sur l'environnement. Toutefois, les installations de traitement utilisées in situ pourraient contribuer à la pollution de l'air et de l'eau. Or, l'élimination de ces agents de pollution entraîne des dépenses supplémentaires.

Gaz de formation étanche Le gaz des formations étanches est piégé dans des réservoirs qui ont une perméabilité moyenne inférieure à 1 millidarcy. Or, ces formations nécessitent une fracturation et gisent à des profondeurs considérables, deux facteurs qui laissent supposer des coûts supplémentaires. Cependant, le gaz n'est pas acide et, par conséquent, ne nécessite pas un traitement complexe; de plus, il se trouve à la portée des réseaux de pipelines. Finalement, il ne pose pas de problèmes pour l'environnement.

Schistes pétrolifères Le coût de la mise en valeur des schistes pétrolifères dépend dans une large mesure de la méthode d'extraction utilisée. Les huiles de ces schistes peuvent être extraites et traitées à la surface de la mine, ou encore traitées dans le sous-sol (in situ), les puits servant alors à extraire les liquides. Les techniques de forage, de sautage et d'excavation utilisées pour l'exploita-

tion du charbon à ciel ouvert s'appliquent également à l'extraction des huiles de schistes en carrière, sauf que les zones de schistes pétrolifères sont parfois très épaisses et beaucoup plus dures que les couches de charbon. L'exploitation in situ consiste à fracturer la formation dans le sous-sol, à la chauffer pour provoquer une pyrolyse in situ et à pomper le pétrole à la surface par des puits. Ensuite, on soumet l'huile de schiste à un traitement de valorisation qui consiste à en réduire la viscosité et la teneur en soufre et en azote. Il faut se demander s'il est plus rentable de transporter l'huile dans des installations centrales de valorisation ou d'exécuter ce traitement sur place.

En ce qui a trait aux effets sur l'environnement, l'exploitation des schistes pétrolifères à ciel ouvert produit de nombreux agents de pollution de l'air et de l'eau et laisse des déchets solides en plus des terrains de couverture. De plus, elle détruit des terrains qu'il faut ensuite restaurer. Les mines souterraines et les exploitations in situ causent généralement moins de dommages à l'environnement que les techniques d'extraction en carrière, surtout en ce qui concerne les déchets solides. Cependant, la mise en place d'installations de valorisation ou de traitement devra s'accompagner de mécanismes de défense contre la pollution de l'air et de l'eau; il faudra prévoir un système pour stocker une huile portée à haute température. Tous ces systèmes auxiliaires augmenteront les coûts d'exploitation.



ÉVALUATIONS DES RESSOURCES DU CANADA

SOUS-TITRES

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL AU CANADA	56
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL AU CANADA	57

RÉSERVES

TABLEAU XII
RÉSERVES RESTANTES ET RESSOURCES DÉCOUVERTES AU CANADA
(Extractibles)

	PÉTROLE (10 ⁶ m ³)	GAZ (10 ⁹ m ³)
BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST CANADIEN	754	2 111
MER DE BEAUFORT-DELTA DU MACKENZIE	117*	286*
ÎLES DE L'ARCTIQUE	75*	361*
BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA	225*	246*
BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN	1*	9*
TOTAUX	1 173	3 013

* Ressources probables

Réserves de pétrole et de gaz naturel classiques

En ce qui concerne le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le tableau XII présente les plus récentes évaluations des réserves restantes à la fin de 1981, telles qu'elles ont été établies par l'Office national de l'énergie (ONE). Ces valeurs ont été rajustées pour tenir compte des légères différences constatées dans les évaluations des réserves du district de Mackenzie qui ont été dressées par la Direction de l'évaluation des ressources, Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada. Celle-ci a d'ailleurs établi les meilleures évaluations actuelles des ressources découvertes dans les régions pionnières; ces évaluations sont résumées au tableau XII. Quant aux évaluations des réserves des bassins paléozoïques de l'Est canadien (tous dans le Sud de l'Ontario), elles ont été fournies par l'Association pétrolière du Canada.

On n'insistera jamais assez sur la distinction qui doit être faite entre les réserves prouvées et les réserves probables. Les réserves prouvées peuvent être considérées comme des volumes rigoureusement mesurés de pétrole et de gaz naturel qu'il est possible de produire, selon des critères économiques connus, avec une grande certitude. Les évaluations des ressources probables actuelles, par contre, sont généralement fondées sur les données d'un seul puits par gisement et sur un jugement fiable pouvant être porté dans les circonstances par des géologues et des ingénieurs. Elles sont donc sujettes à des corrections majeures. La rentabilité des ressources découvertes dans les bassins des régions pionnières est, pour l'instant, incertaine. C'est uniquement pour fin de comparaison que les deux types d'évaluations ont été inclus dans le tableau XII; il faut donc se garder d'accorder la même confiance à l'un et à l'autre.

Le tableau des réserves indique que, même si des découvertes importantes ont été faites dans chacune des régions pionnières, la majeure partie des ressources découvertes se trouve dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien; c'est particulièrement le cas en ce qui concerne les réserves de gaz naturel, qui ont augmenté considérablement depuis la publication du dernier rapport (EP 77-1F). Les réserves de pétrole de l'Ouest canadien ont chuté par rapport au niveau de 1,175 milliard de mètres cubes mentionné dans le rapport EP 77-1F; cette baisse est légèrement inférieure aux volumes découverts dans les régions pionnières au cours de la même période.

Réserves de pétrole et de gaz naturel non classiques

Toutes les ressources non classiques dont il est fait état dans le chapitre précédent pourraient théoriquement être considérées comme des réserves étant donné qu'elles sont découvertes et que l'on en connaît la distribution avec suffisamment de certitude. Toutefois, la proportion extractible de ces ressources dépend entièrement des coûts et des techniques d'extraction, deux facteurs indéterminés; aussi, il n'y a qu'une faible partie de ces ressources que l'on puisse considérer comme des réserves au sens du tableau XII. Les réserves restantes prouvées de pétrole brut synthétique, estimées à 3,86 milliards de mètres cubes à la fin de 1981 par l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta, sont des réserves de sables pétrolifères qui se trouvent dans la zone d'exploitation dont la viabilité sur le plan économique est actuellement reconnue.

Pétrole produit au moyen de la technique de récupération assistée

Jusqu'ici, il n'a pas encore été question dans ce rapport du pétrole supplémentaire pouvant être extrait de gisements existants et potentiels au moyen de techniques de récupération assistée. La récupération assistée englobe une grande variété de techniques dont beaucoup en sont encore au stade expérimental et qui ont pour but d'extraire le pétrole qui reste dans le réservoir après l'application de méthodes d'extraction primaire et secondaire (injection d'eau). Les principales techniques de récupération assistée sont l'injection de produits chimiques, l'injection de vapeur, l'injection de gaz carbonique et la combustion in situ sèche et humide.

Avant de recourir à une méthode de récupération assistée, il est nécessaire de bien définir les caractéristiques du réservoir, de modéliser sur ordinateur le procédé envisagé et de faire précéder l'exploitation comme telle par un essai pilote. Pour appliquer la méthode de la récupération assistée, il faut généralement qu'il y ait une plus forte densité de puits que dans le cas des méthodes primaires et secondaires. La durée de l'opération, entre la conception et la mise en production, est de l'ordre de cinq à dix années. En raison de tous ces facteurs il est difficile de prévoir le potentiel en pétrole qui résultera de l'application des techniques de récupération assistée. En 1978, la Commission géologique du Canada a évalué le potentiel en pétrole extrait par récupération assistée dans l'Ouest canadien; cela donne 160, 500 et 950 millions de mètres cubes, selon que l'on situe l'évaluation à un niveau de probabilité forte, moyenne ou faible.

POTENTIEL

TABLEAU XIII
POTENTIEL EN PÉTROLE ET EN GAZ NATUREL
(Extractible)

POTENTIEL EN PÉTROLE (10 ⁶ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST			
CANADIEN	234	593	1 210
BASSIN DE LA CORDILLÈRE	—	50	110
MER DE BEAUFORT-DELTA DU			
MACKENZIE	307	1 347	2 962
ÎLES DE L'ARCTIQUE	316	686	1 305
BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA	512	1 877	3 392
BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN	20	167	605
TOTAUX	1 486*	4 720	8 995*
POTENTIEL EN GAZ NATUREL (10 ⁹ m ³)	Probabilité forte	Probabilité moyenne	Probabilité faible
BASSIN SÉDIMENTAIRE DE L'OUEST			
CANADIEN	1 544	2 504	4 930
BASSINS DE LA CORDILLÈRE	40	270	760
MER DE BEAUFORT-DELTA DU			
MACKENZIE	871	1 865	4 103
ÎLES DE L'ARCTIQUE	1 100	2 257	3 662
BASSINS DE LA CÔTE EST DU CANADA	725	2 423	4 713
BASSINS PALÉOZOÏQUES-EST CANADIEN	46	190	660
TOTAUX	4 342*	9 509	18 285*

Ressources classiques

Le tableau XIII indique les volumes de pétrole et de gaz dont on suppose l'existence dans les six régions pétrolières du Canada. Il s'agit de ressources jugées techniquement extractibles, indépendamment de toute contrainte d'ordre économique et sans égard à la probabilité ou au moment de la découverte. Les ressources potentielles, rappelons-le, restent à découvrir et on ne saurait se fier autant aux évaluations du potentiel qu'aux évaluations des réserves.

En termes de probabilité moyenne et de probabilité faible, c'est la région de la côte est du Canada qui présente le plus fort potentiel en pétrole. On mise beaucoup sur la région qui entoure le gisement géant Hibernia et sur les petits bassins situés plus à l'est. La région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie vient au deuxième rang; de nombreuses découvertes y ont déjà été effectuées mais leur ampleur est encore mal définie. Les plus importantes accumulations de ressources potentielles se situent vraisemblablement dans les parties profondes et intermédiaires de la mer de Beaufort. Les ressources en pétrole de l'Ouest canadien

se présenteront vraisemblablement en gisements beaucoup plus petits que ceux des régions pionnières, mais auront le double avantage d'être rentables et faciles à explorer.

Pour ce qui est du gaz naturel, on estime que les ressources potentielles sont à peu près équivalentes dans chacune des régions pionnières et dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, surtout en termes de probabilité moyenne. Des gisements géants ou des gisements de très grandes dimensions ont déjà été découverts dans chacune des régions pionnières, et il est permis de penser que d'autres découvertes importantes seront effectuées. Dans l'Ouest canadien, les nouveaux gisements seront généralement plus petits que les précédents, mais on croit tout de même, en dépit d'une probabilité moindre, qu'il reste encore de grandes accumulations de gaz à découvrir. Les problèmes logistiques posés par la mise en valeur de ces gisements, et les coûts qui les accompagnent, détermineront en fin de compte lesquelles des régions contribueront le plus à assurer notre approvisionnement énergétique.

Ressources non classiques

Au Canada, les ressources dites non classiques surclassent en volume les ressources traditionnelles. On les classe parmi les ressources potentielles car ce serait déformer la réalité que de les considérer comme des réserves extractibles prouvées. Une évaluation des ressources en place n'a pas beaucoup de signification à moins qu'on ne la situe dans une perspective économique. De toutes les sources de pétrole et de gaz naturel non classiques dont il a été question jusqu'ici, les sables pétrolifères et les pétroles lourds apparaissent comme les plus prometteuses. Il est en effet possible de mettre sur pied plusieurs exploitations à ciel ouvert de la même importance que les deux qui existent actuellement. Par ailleurs, même si elle n'a pas l'ampleur des autres, l'exploitation in situ du gisement de Cold Lake pourrait être très productive. Quant à la mise en valeur des pétroles lourds du type Lloydminster, c'est une opération qui s'effectue sur une échelle beaucoup plus petite. Les fluctuations des coûts et des prix détermineront dans une large mesure si ces types d'exploitation seront rentables ou non.

CONCLUSIONS

Ressources classiques

Le Canada a un fort potentiel en pétrole et en gaz naturel, qui le mènera à l'autosuffisance énergétique s'il réussit à trouver des moyens d'en transformer une bonne partie en réserves économiquement exploitables. Les chances de découvrir du pétrole sont meilleures dans les régions pionnières que dans l'Ouest canadien, étant donné que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a déjà été largement exploré.

La proportion de ces ressources qui est, ou qui sera, commercialement viable dépend des conditions économiques de l'heure, elles-mêmes dictées par les progrès technologiques accomplis dans les secteurs de la mise en valeur de la production et du transport. Jusqu'à présent, il n'y a pas eu d'entente sur les procédés de mise en valeur, et de production ainsi que sur les moyens de transport pouvant convenir aux régions pionnières, en particulier à celles au large des côtes. En raison de cette absence de consensus, il est difficile de prévoir l'apport de ces ressources à l'approvisionnement énergétique du Canada. Le Ministère s'efforce actuellement d'établir des évaluations raisonnablement fiables.

Le rythme des travaux d'exploration et, par conséquent, la fréquence des découvertes en régions pionnières dépendront notamment des facteurs suivants: succès des travaux d'exploration, prévisions des prix du marché, coûts de mise en valeur et d'exploitation, régimes fiscaux en vigueur, progrès technologiques et succès de l'exploitation commerciale des gisements déjà découverts. Le

décalé qu'il faut prévoir entre la découverte d'un gisement et son exploitation commerciale est long dans les régions pionnières. Il ne faut donc pas s'attendre à ce que des volumes importants de ces ressources soient livrés sur les marchés canadiens avant les années 90.

Jusqu'à la fin de la décennie l'approvisionnement en pétrole canadien dépendra des réserves de l'Ouest du Canada. Comme l'infrastructure est déjà en place dans l'Ouest canadien, les nouvelles réserves classiques pourront être mises en production rapidement, mais il faudra quand même intensifier les travaux d'exploration pour augmenter la fréquence des découvertes. Au cours de cette période, nous pourrions également accroître nos approvisionnements grâce à la récupération assistée de brut léger et moyen et de pétrole lourd.

Après 1990, les ressources découvertes sur le plateau de l'Est de Terre-Neuve, dans l'Arctique et dans la mer de Beaufort s'ajouteront vraisemblablement à notre approvisionnement pétrolier. Si le climat économique est favorable, nous pourrions également compter, pendant cette période, sur d'autres projets de sables pétroli-

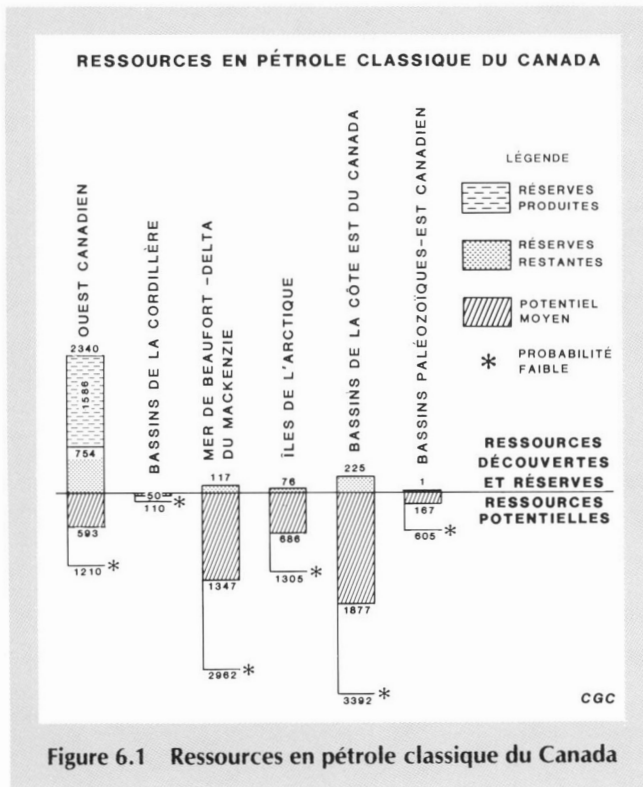


Figure 6.1 Ressources en pétrole classique du Canada

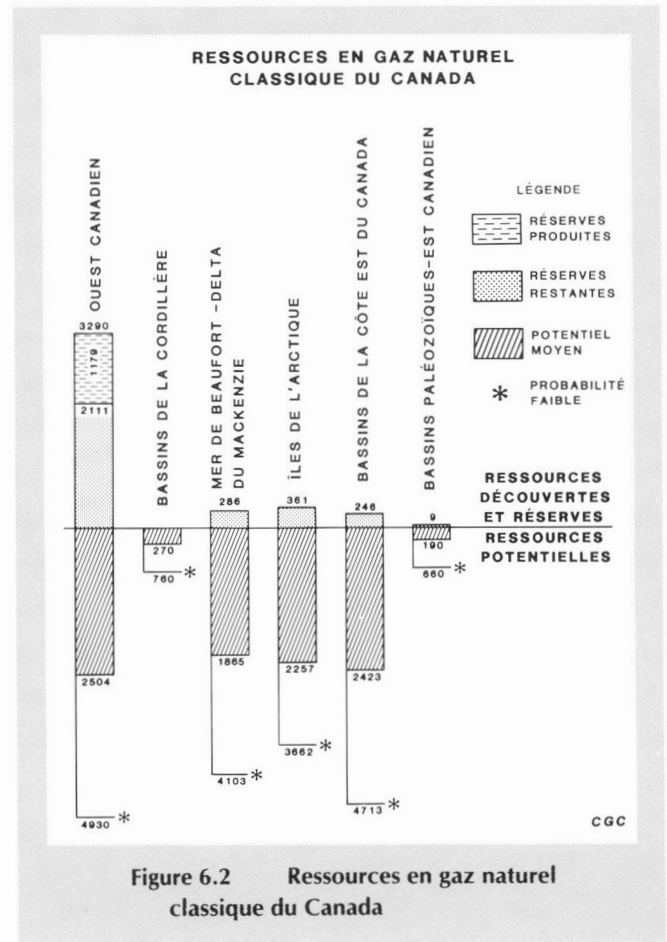


Figure 6.2 Ressources en gaz naturel classique du Canada

fères in situ, sur des exploitations de sables pétrolifères à ciel ouvert, sur des pétroles lourds et sur la production de plus en plus élevée provenant de la récupération assistée, qui s'ajouteront au pétrole classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

La mise en valeur des gisements de pétrole a déjà commencé dans le couloir du Mackenzie, et le prolongement du réseau de pipelines jusque dans les régions pionnières mettrait d'autres ressources pétrolières de cette région du Mackenzie à la portée des marchés du Sud.

Nos évaluations des ressources potentielles en gaz naturel de toutes les régions pionnières et de l'Ouest canadien réunies, en plus des réserves actuelles, nous permettent de compter sur un approvisionnement sûr. Ces ressources devraient combler les besoins actuels et alimenter les nouveaux marchés canadiens dans un avenir prévisible. Des investissements dans la mise en valeur seront évidemment nécessaires pour nous permettre de maintenir et d'augmenter la capacité de livraison des ressources de l'Ouest canadien.

Les principaux obstacles à la mise en valeur du gaz naturel des régions pionnières sont les coûts élevés de mise en valeur, d'exploitation et de transport et le manque de débouchés commerciaux;

dans les régions pionnières éloignées, il existe en plus des difficultés technologiques et environnementales.

Ressources en pétrole non classique

La proportion des ressources classiques par rapport aux ressources non classiques dans l'approvisionnement visant à satisfaire les besoins énergétiques du pays sera fonction des coûts de recherche, de mise en valeur, d'exploitation et de transport du pétrole et du gaz naturel.

Au Canada, les réservoirs de pétrole lourd et les gisements de sables pétrolifères représentent un énorme potentiel pétrolier. Il s'agit de sources d'approvisionnement connues, dont les volumes extractibles surclassent probablement les ressources en pétrole classique. Or, les ressources non classiques exigent une technologie de valorisation et entraînent des coûts de mise en valeur et d'exploitation qui rendent difficile leur écoulement sur le marché canadien. Il existe déjà des techniques d'extraction du pétrole lourd et des bitumes mais, si nous voulons profiter pleinement de la récupération assistée des pétroles lourds, nous devons améliorer les techniques de valorisation. Nous pourrions mettre sur pied des projets de valorisation à petite échelle qui, à force d'améliorations, pourraient mener à des applications industrielles.

BIBLIOGRAPHIE

Bally, A.W., Gordy, P.L., et Stewart, G.A.

1966: Structure, seismic data, and orogenic evolution of southern Canadian Rocky Mountains; *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, vol. 14, n° 3, p. 337-381.

Barss, D.L., et Montandon, F.A.

1981: Sukunka-Bullmoose gas fields: Models for a developing trend in the southern Foothills of northeast British Columbia; *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, vol. 29, n° 3, p. 293-333.

Benteau, R.I., et Sheppard, M.G.

1982: Hibernia — a petrophysical and geological review; *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 22, n° 3, p. 59-72.

Chase, R.L., Tiffin, D.L., et Murray, J.W.

1975: The western Canadian continental margin; dans: Canada's continental margins and offshore petroleum exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker et D.J. Glass, réd.; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 4*, p. 701-721.

Côté, R.P., Lerand, M.M., et Rector, R.J.

1975: Geology of the Lower Cretaceous Parsons Lake gas field, Northwest Territories; dans: Canada's continental margins and offshore petroleum exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker, et D.J. Glass, réd.; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 4*, p. 613-632.

de Witt, R., Gronberg, E.C., Richards, W.B., et Richmond, W.O.

1973: Tathlina area, southern District of Mackenzie; dans: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1*, p. 187-212.

Douglas, R.J.W., Gabrielse, H., Wheeler, J.O., Stott, D.F., et Belyea, H.R.

1970: Géologie de l'Ouest du Canada; dans: Géologie et ressources minérales du Canada, R.J.W. Douglas, réd.; *Commission géologique du Canada, Série de la géologie économique n° 1, 5^e édition, partie B*, p. 410-547.

Edie, R.W.

1958: Mississippian sedimentation and oil fields in southeastern Saskatchewan; *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, vol. 42, n° 1, p. 94-126.

Énergie, Mines et Ressources Canada

1977: Ressources du Canada en pétrole et gaz naturel — 1976; ministère des Approvisionnements et Services, Canada, Rapport EP 77-1F.

Gilbert, D.L.F.

1973: Anderson Plain, northern District of Mackenzie; dans: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1*, p. 213-244.

Hea, J.P., Arcuri, J., Campbell, G.R., Frazer, I., Fuglem, M.O., O'Bertos, J.J., Smith, D.R., et Zayat, M.

1980: Post-Ellesmerian basins of arctic Canada: Their depocentres, rates of sedimentation and petroleum potential; dans: Facts and principles of world petroleum occurrence, A.D. Miall, réd.; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 6*, p. 447-488.

Jansa, L.F., et Wade, J.A.

1975: Geology of the continental margin off Nova Scotia and Newfoundland; dans: Offshore geology of eastern Canada; *Commission géologique du Canada, Étude 74-30*, vol. 2, p. 51-105.

Koch, N.G.

1973: Central cordilleran region; dans: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1*, p. 37-72.

Kunst, H.

1973: Peel plateau; dans: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1*, p. 245-274.

Lee, P.J., et Wang, P.C.C.

1983a: Conditional analysis for petroleum resource evaluations; *Journal of the International Society for Mathematical Geology*, vol. 15, n° 2, p. 349-361.

Lee, P.J., et Wang, P.C.C.

1983b: Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources; *Journal of the International Society for Mathematical Geology*, vol. 15, n° 1, p. 163-181.

McCrossan, R.G., et Porter, J.W.

1973: The geology and petroleum potential of the Canadian Sedimentary Basin — A synthesis; dans: The future petroleum provinces of Canada; *Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1*, p. 589-720.

McMillan, N.J.

1973: Labrador Sea and Baffin Bay; *dans*: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 473-518.

McMillan, N.J.

1982: Canada's east coast: the new super petroleum province; Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 21, n° 2, p. 1-15.

Office national de l'énergie Canada

1982, Rapport annuel, Office national de l'énergie, 1982; ministère des Approvisionnements et Services, Canada, 98 p.

Parsons, W.H.

1973: Alberta; *dans*: The future petroleum provinces of Canada, R.M. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 73-120.

Procter, R.M., Lee, P.J., et Skibo, D.N.

1981: Canada's conventional oil and gas resources; Commission géologique du Canada, Dossier public 767, 28 p.

Procter, R.M., et McCrossan, R.G.

1980: Gas resources of western Canada; Commission géologique du Canada, Dossier public 672, 30 p.

Porter, J.W., Price, R.A., et McCrossan, R.G.

1982: The Western Canada Sedimentary Basin; Société royale de Londres, Philosophical Transactions, p. 169-192.

Powell, T.G.

1982: Petroleum geochemistry of the Verrill Canyon Formation: A source for Scotian Shelf hydrocarbons; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 30, n° 2, p. 167-179.

Purcell, L.P., Umpleby, D.C., et Wade, J.A.

1980: Regional geology and hydrocarbon occurrences off the east coast of Canada; *dans*: Facts and principles of world petroleum occurrence, A.D. Miall, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 6, p. 551-566.

Roy, K.J., Procter, R.M., et McCrossan, R.G.

1975: Hydrocarbon assessment using subjective probability; *dans*: Probability methods in oil exploration, symposium de l'AAPG.

Sanford, B.V., et Norris, A.W.

1973: Hudson Platform; *dans*: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 387-410.

Sherwin, D.F.

1973: Scotian Shelf and Grand Banks; *dans*: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 519-560.

Shouldice, D.H.

1971: Geology of the western continental shelf; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, vol. 19, n° 2, p. 405-436.

Teitz, H.H., et Young, F.G.

1982: Canadian hydrocarbon resource development up to the year 2000; Journal of Petroleum Geology, vol. 4, n° 4, p. 347-375.

Umpleby, D.C.

1979: Geology of the Labrador Shelf; Commission géologique du Canada, Étude 79-13.

Wade, J.A.

1977: Stratigraphy of Georges Bank Basin: interpreted from seismic correlation to the western Scotian Shelf; Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 14, n° 10, p. 2274-2283.

Wallace-Dudley, K.E., Lee, P.J., et Procter, R.M.

1982: Gas resources of northeastern British Columbia; Commission géologique du Canada, Dossier public 817, 19 p.

Williams, E.P.

1973: The Quebec and Maritimes Basin; *dans*: The future petroleum provinces of Canada, R.G. McCrossan, réd.; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 1, p. 561-588.

Yorath, C.J.

1980: The Apollo structure in Tofino Basin, Canadian Pacific continental shelf; Canadian Journal of Earth Sciences, vol. 17, n° 6, p. 758-775.

Young, F.G., Myhr, D.W., et Yorath, C.J.

1976: Geology of the Beaufort-Mackenzie Basin; Commission géologique du Canada, Étude 76-11.

GLOSSAIRE

allochtone: se dit d'une roche qui n'est pas originaire de l'endroit où elle se trouve.

analyse d'un bassin: étude de tous les caractères géoscientifiques d'un bassin sédimentaire et de leurs interrelations.

bathyal: se dit de la région des océans correspondant au talus continental, de 200 à 2 000 m de profondeur.

bioherme: masse rocheuse en forme de monticule ou de récif, construite par des organismes sédentaires.

biostrome: masse rocheuse plus large que haute et nettement stratifiée, édifiée ou constituée par les restes d'organismes sédentaires.

bitume: générique désignant une substance solide constituée principalement d'un mélange d'hydrocarbures et généralement pauvre en corps oxygénés.

bombement de sel: dôme de sel embryonnaire qui résulte du soulèvement d'une formation saline.

centre de sédimentation: lieu où la sédimentation est maximale.

classique: se dit du pétrole et du gaz naturel totalement ou en partie extractible au moyen des techniques traditionnellement utilisées.

courant de turbidité: masse d'eau qui se caractérise par une forte concentration de sédiments en suspension et qui, du fait de sa densité, descend les pentes marines.

craton: portion stable de la croûte terrestre, qui n'a pas subi de déformations appréciables au cours des temps géologiques.

diapir: dôme ou anticlinal dont les couches plastiques profondes ont percé les couches sus-jacentes.

épirogénique: se dit des mouvements principalement verticaux qui affectent une vaste partie de l'écorce terrestre.

eustatique: relatif à la variation générale du niveau des océans.

évaaporite: roche sédimentaire d'origine chimique, formée par précipitation de sels à la suite de l'évaporation de la masse liquide.

faciès: ensemble des caractères lithologiques et paléontologiques d'une roche, qui rendent compte des conditions de son origine.

liquides du gaz naturel (LGN): hydrocarbures généralement produits avec le gaz naturel et extractibles sous forme liquide (propane, butanes et pentanes plus).

listrique: se dit de la surface d'une faille généralement convexe.

mélange: masse rocheuse constituée d'une matrice cisailée mêlée à des inclusions de fragments et de blocs de toutes les dimensions.

mer épicontinentale: mer située à l'intérieur d'un continent.

miogéoclinial: prisme de sédiments de mer plate qui s'est formé en direction de la mer, sur la marge continentale ou le long d'un géosynclinal.

orogénique: relatif à l'orogénèse, c'est-à-dire à la formation des montagnes.

palinspastique: se dit d'une carte qui représente dans leur position originelle les éléments géologiques déplacés par des mouvements tectoniques.

paralique: relatif aux sédiments marins et continentaux imbriqués qui se sont déposés sur les rivages marins ou en mer plate.

prodelta: partie immergée d'un delta qui échappe à l'action érosive des vagues.

sebkha: milieu de dépôt qui se forme sous un climat aride au-dessus du niveau de la pleine mer, généralement sur une plaine côtière dont la topographie limite la circulation de l'eau.

situation à explorer: groupe de zones d'intérêt semblables où la présence de pétrole ou de gaz naturel est supposée ou a été prouvée; par ex.: groupe de zones d'intérêt où peuvent exister des gisements ayant une origine commune. Une situation à explorer peut renfermer à la fois des gisements découverts et des zones d'intérêt conjecturales non encore forées.

socle: ensemble des terrains anciens formant une plate-forme rigide sur laquelle reposent des sédiments plus récents.

sous-affleurement: surface de contact souterraine qui correspond à la limite horizontale d'une formation sous-jacente à une discordance.

subduction: enfoncement d'une plaque lithosphérique sous une autre.

syntectonique: se dit d'un processus ou d'un événement géologique se produisant au cours d'une période d'activité tectonique.

terrain: portion de l'écorce terrestre délimitée par des failles majeures ou des structures complexes, dont la stratigraphie, caractérisée par une continuité latérale, la distingue nettement des unités avoisinantes du même âge.

vacuole: petite cavité formée dans une roche et généralement garnie de cristaux.

vésicule: cavité pouvant avoir diverses formes, qui résulte de l'emprisonnement d'une bulle de gaz au cours de la solidification de la lave.

zone d'intérêt: configuration géologique (par exemple, structure définie avec des moyens géophysiques) dont on croit qu'elle a pu piéger des hydrocarbures et qui constitue une cible de forage.