

LE BASSIN BEAUFORT-MACKENZIE

Âge	De la fin du Crétacé au Récent
Profondeur des zones visées	Au large des côtes:2000 à 6000 m Sur la terre ferme : 600 à 3000 m
Épaisseur maximale du bassin	De 12 à 16 km
Première découverte	1971 (découverte de gaz I.O.E. Taglu G-33). On a fait 45 découvertes dans des réservoirs du Tertiaire
Ressources découvertes	Gaz : 300 x E9 m ³ Pétrole : 212 x E6 m ³ Condensat : 10,5 x E6 m ³
Production	Essai de production prolongée de pétrole dans le champ Amauligak
Type de bassin	Delta
Cadre des dépôts	Plaine deltaïque, front du delta, prodelta, paraliq
Réservoirs	Grès deltaïques épais et contigus, grès du plateau continental et en eau profonde
Structure régionale	Failles d'expansion avec compression surimposée
Couvertures étanches	Langues de schistes marins de transgression, surpressées en profondeur
Roches mères	Schistes bassiniaux du Crétacé supérieur et schistes frontaux du delta du Tertiaire inférieur
Profondeur de la fenêtre pétrolière	5000 m
Nombre de puits au total	178 de prospection (62 au large des côtes), 61 de délimitation (21 au large des côtes; total 239 (83 au large des côtes)
Pipelines	Aucun
Superficie	Environ 66 000 km ² , 70 p. 100 à 100 m de fond sur la marge continentale et 30 p. 100 dans le delta du Mackenzie
Superficie sous licence	133 659 ha font l'objet de permis de prospection
Attestations de découvertes importantes	111 543 ha

(Centres peuplés à Tuktoyaktuk et à Inuvik avec main-d'oeuvre et entrepreneurs locaux compétents. Centre administratif à Inuvik. Les opérations au large des côtes sont abrégées par la présence des glaces et une brève saison d'eau libre, mais les périodes d'exploitation ont été prolongées par de nouvelles plate-formes de forage et des techniques d'exploitation innovatrices. Les opérations sur la terre ferme et en eau peu profonde se limitent à la saison hivernale.)

La région Beaufort-Mackenzie est analogue à plusieurs bassins deltaïques un peu partout au monde. On y a fait 53 découvertes de pétrole et (ou) de gaz tant au large des côtes que sur la terre ferme. Quarante-quatre de ces découvertes se situent dans le bassin du Tertiaire. Une vaste base de données est disponible sur les caractéristiques géophysiques et sur les puits. Le bassin offre un fort potentiel de nouvelles découvertes. Celles-ci renforceront la base de ressources existantes en prévision de l'exploitation de la prochaine décennie.

Cadre géologique (Fig. 46, 47)

Le bassin Beaufort-Mackenzie occupe l'extrémité sud de l'auge d'enfoncement formée par l'ouverture du bassin océanique Canada. Ce bassin est confiné à la plaine côtière du Yukon que bordent, au sud-ouest, les montagnes de la cordillère du nord, et à la péninsule Tuktoyaktuk qui définit la marge du craton canadien au sud-est. Depuis la fin du Crétacé et durant le Tertiaire,

les sédiments ont avancé vers le nord, dans le bassin Canada, sur toute la largeur de la marge continentale.

Le centre de dépôt du bassin se trouve juste au nord de l'île Richards dans le delta du Mackenzie, là où la sédimentation du bassin est en grande partie deltaïque. Sur les côtés, le bassin se fonde dans les sédiments paraliq du plateau continental avec des influences deltaïques locales, contiguës aux strates du bassin

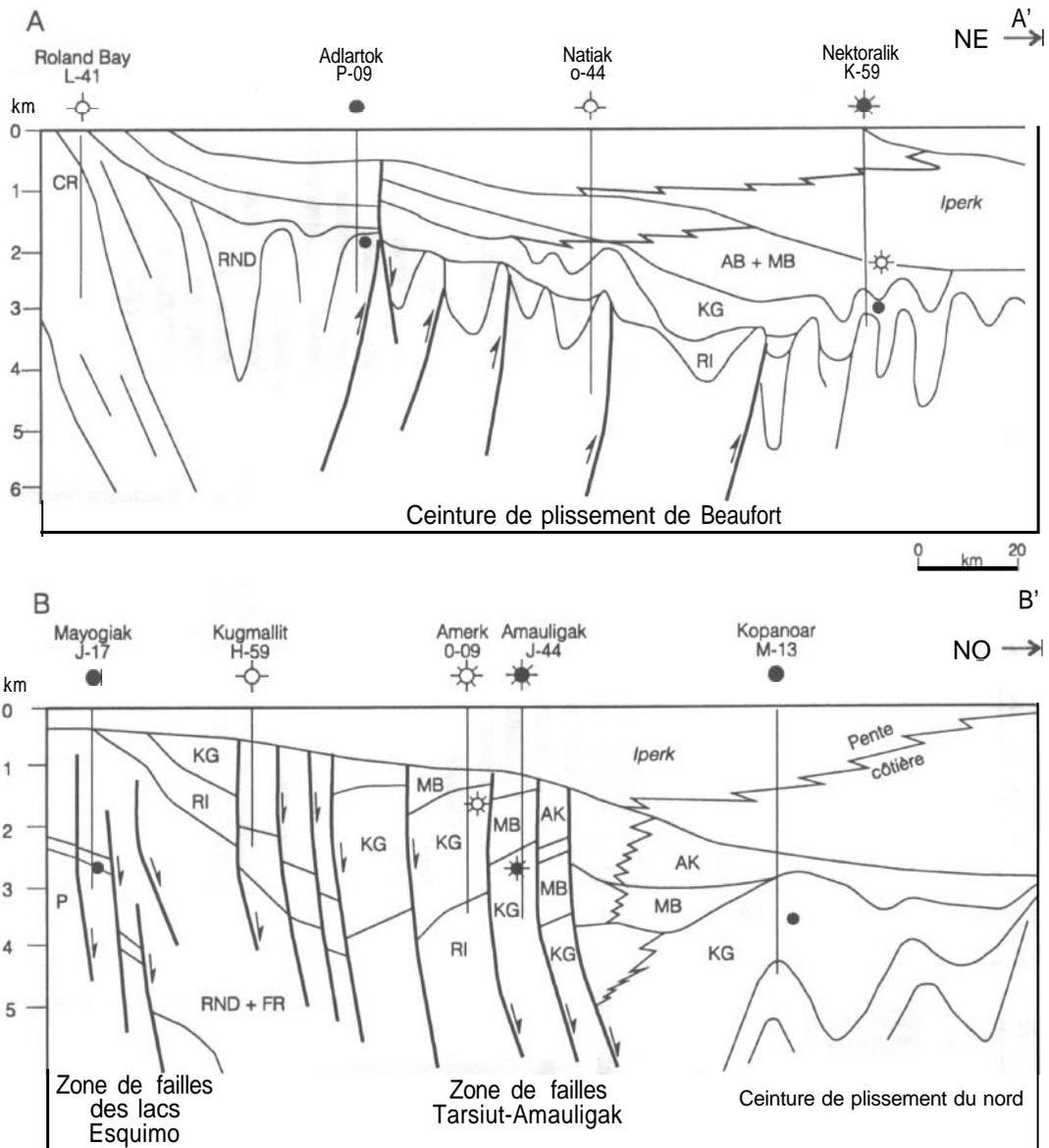


Figure 47. Coupe transversale schématique du bassin Beaufort-Mackenzie (d'après Dixon et al., 1992). *P* - Paléozoïque; *CR* - Crétacé; *FR* - Fish River; *p RND* - Reindeer; *RI* - Richards; *KG* - Kugmallit; *MB* - Mackenzie Bay; *AK* - Akpak.

dans la découverte de Gulf à Amauligak en 1983. L'exploration a décliné vers la fin de la décennie quoiqu'on ait continué, tous les ans, jusqu'en 1989, de faire de nouvelles découvertes dans la mer de Beaufort. Actuellement, l'exploration se concentre sur la terre ferme, la plus récente découverte de pétrole et de gaz étant celle de Shell à Unipkat (1990).

Le forage de 183 puits de prospection dans la région de Beaufort-Mackenzie a donné 44 découvertes importantes dans les strates du Crétacé supérieur et du Tertiaire et neuf autres dans des roches plus anciennes le long de la marge du bassin. Plusieurs des découvertes les plus importantes ont été subséquentement délimitées. Les tableaux 4 et 5 établissent la liste de toutes les

découvertes de la région de Beaufort-Mackenzie, y compris les découvertes dans le bassin du Tertiaire et dans des strates plus anciennes.

Stratigraphie (Fig. 49)

Les sédiments du Crétacé supérieur et ceux qui vont du Tertiaire au Récent ont été déposés sur la marge continentale de la mer de Beaufort au cours de 11 transgressions et régressions alternantes. Des impulsions deltaïques successives ont poussé le bassin à s'élaborer vers le nord, sur la largeur de la marge continentale, jusqu'à la croûte océanique, entraînant la dérive du centre de dépôt du bassin vers le nord.

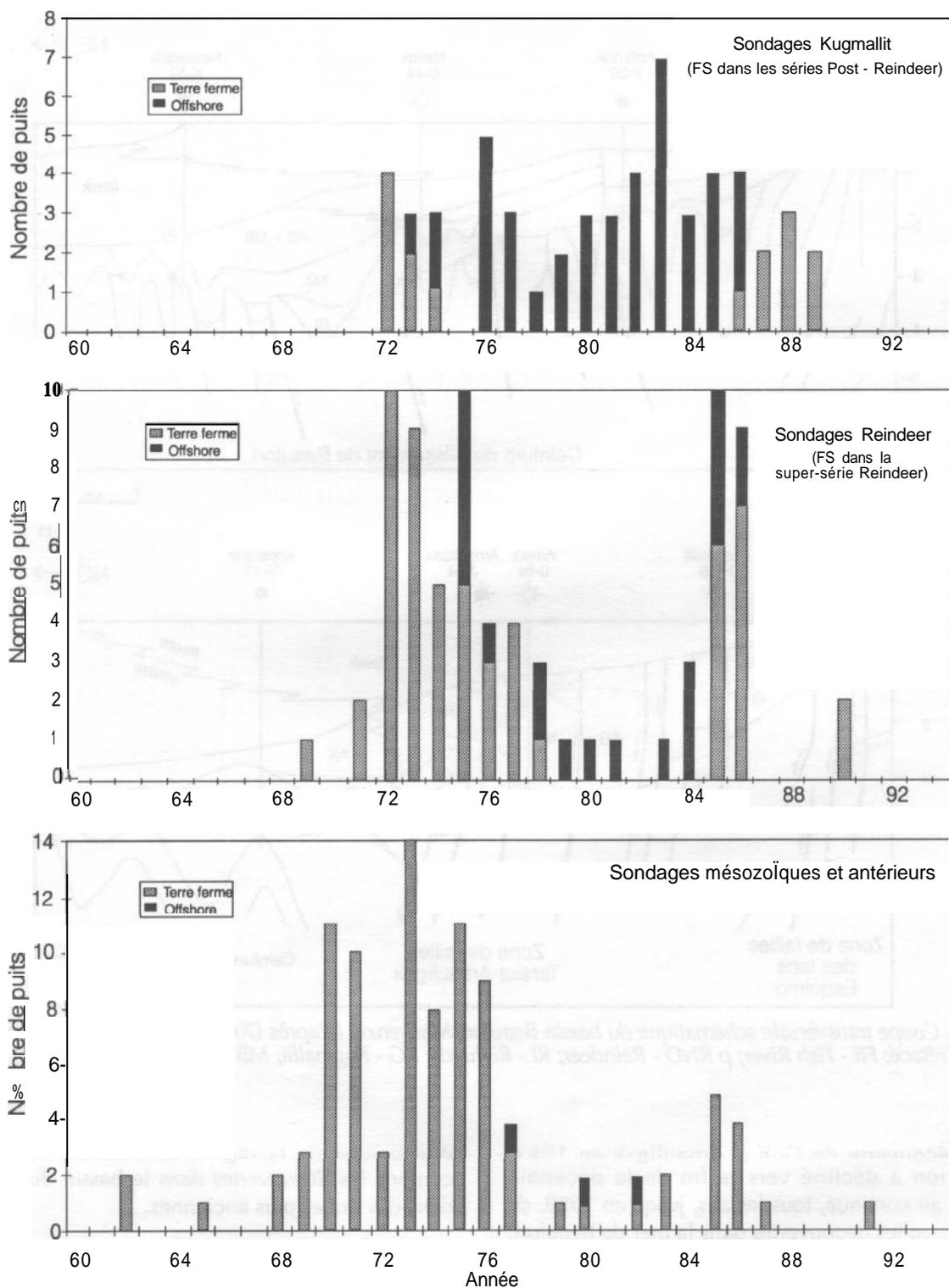


Figure 48. Historique de forage, par année et par objectif géologique; région Beaufort-Mackenzie.

Au cours du Crétacé récent, la sédimentation se limitait à des boues riches en matière organique dans un environnement de plateau continental externe à bassin, avec de légers apports terrestres. Ceux-ci, les séries Boundary Creek et Smoking Hills, sont percées de puits dans le sud du delta du Mackenzie. De la fin du Crétacé

récent au milieu de l'Éocène, des centres de dépôts deltaïques ont été localisés le long de la marge sud-ouest de la partie canadienne de la mer de Beaufort. Les séries Fish River, Aklak et Taglu, qui se manifestent dans le sous-sol de l'île Richards et dans des affleurements de la plaine côtière du Yukon, ont été déposées pendant cette période.

ÉPISODES DE LA FORMATION DU PLATEAU CONTINENTAL DU BASSIN DU DELTA DU MACKENZIE

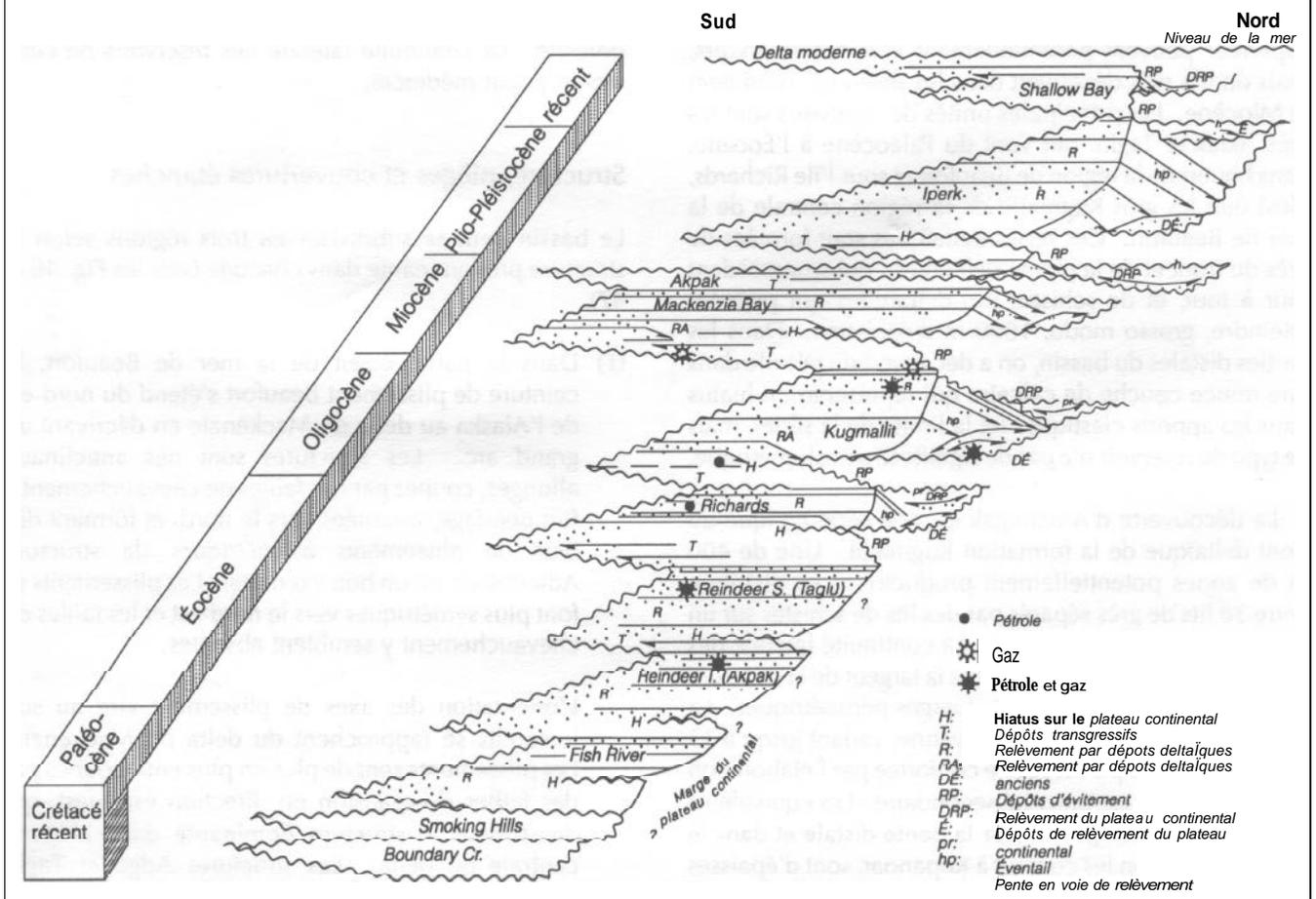


Figure 49. Stratigraphie séquentielle schématique, bassin Beaufort-Mackenzie.

Un soulèvement de la cordillère dans le sud-ouest de la région pendant l'Éocène moyen a déplacé le centre de dépôt du bassin vers le milieu de la région de Beaufort. Cette nouvelle concentration de dépôts a augmenté la charge. L'enfoncement qui en est résulté a rendu possible l'accumulation d'épaisses couches de sédiments deltaïques soit les séries Richards, Kugmallit, Mackenzie Bay, Akpak et Iperk. Ensemble, elles s'étendent de l'Éocène moyen au Plio-Pléistocène. Le delta moderne recouvre la série Shallow Bay. En gros, les dépôts d'aujourd'hui se sont accumulés dans le même cadre tectonique qu'au cours de la majeure partie de la fin du Tertiaire.

De façon générale, la composition lithologique, l'épaisseur et le cadre des dépôts de chaque série, et les transitions verticales entre les séries varient systématiquement à travers le bassin. Les dépôts proximaux de la plaine deltaïque se transforment graduellement vers le nord en dépôts de front deltaïque, de prodelta distal, de plateau et de pente, continentaux et bassinaux.

Des modèles d'architecture des systèmes de dépôts des cycles de transgression et de régression laissent entrevoir l'élaboration de systèmes orientés à divers stades de fluctuation relative du niveau de la mer. Dans la mer de Beaufort, on comprend relativement bien les systèmes orientés élevés (grâce à un bon contrôle des puits) et ils constituent le fondement du cadre stratigraphique publié. Plus au nord, on n'a pas entièrement résolu les relations stratigraphiques des strates que pénètrent les puits dans les régions distales du bassin. Les dépôts des systèmes orientés plus bas, sur la pente continentale (et des équivalents sur la pente du bassin des dépôts élevés) et sur le fond du bassin, sont complexes et ne sont pas très bien compris car la densité des puits de contrôle demeure faible. Il faut avoir une meilleure compréhension de la stratigraphie des zones basses pour explorer plus à fond les réservoirs de turbidite dans les parties plus profondes du bassin.

Réservoirs potentiels

Tous les grès des successions postérieures au Crétacé supérieur peuvent potentiellement être des réservoirs, mais on n'a rien découvert dans les séries qui dominent le Miocène. Les principales unités de réservoirs sont les grès Aklak et Taglu, qui vont du Paléocène à l'Éocène, dans l'ouest de la région de Beaufort et sous l'île Richards, ainsi que les grès Kugmallit de la région centrale de la mer de Beaufort. Ces séries deltaïques sont formées de grès du front et de la plaine deltaïques, qui se succèdent tour à tour, et de schistes pro-deltaïques qui peuvent atteindre, grosso modo, 1000 m d'épaisseur. Dans les parties distales du bassin, on a découvert du pétrole dans une mince couche de calcaire qui représente un hiatus dans les apports clastiques (et la limite de la série), mais ce type de réservoir n'a pas de signification volumétrique.

La découverte d'Amaligak est une série typique du front deltaïque de la formation Kugmallit. Une de 400 m de zones potentiellement productrices se distribue entre 38 lits de grès séparés par des lits de schistes sur un intervalle vertical de 1500 m. La continuité latérale des sables du front deltaïque sur toute la largeur de la structure paraît bonne à la lumière des forages périmétriques. La porosité est de 24 p. 100 en moyenne, variant jusqu'à 33 p. 100, avec une perméabilité confortée par l'élaboration envahissante d'une porosité secondaire. Les équivalents de la formation Kugmallit sur la pente distale et dans le bassin, tels qu'on les connaît à Kopanoar, sont d'épaisses successions de grès de turbidite en lits distincts, déposés dans le contexte de la portion inférieure à moyenne d'un éventail de dépôts. La porosité enregistrée varie de 12 à 15 p. 100, et elle est probablement présente dans un ensemble de lits minces, de qualité variable en tant que réservoirs.

Les formations de réservoirs de l'Éocène et les successions plus anciennes contiennent généralement un plus fort pourcentage de fragments volcaniques que les séries plus récentes, elles sont mieux liées et elles ont une porosité inférieure qui varie de 12 à 20 p. 100. Dans le champ Taglu, trois séries empilées de grès de chenaux, au sommet de la succession Taglu, sont gazéifères : elles ont une épaisseur nette totale de 130 m sur un intervalle de quelque 600 à 700 m.

Les grès du front deltaïque de la série Aklak du début de l'Éocène, forés à Adlartok dans l'ouest de la région de Beaufort, ont une porosité et une perméabilité variables selon la taille des grains. Les lits les plus aptes à servir de réservoirs ont une porosité qui varie de 20 à 24 p. 100, mais elle tombe à 15 à 18 p. 100 dans les unités feuilletées à texture plus fine.

On a découvert du pétrole lourd et léger et du gaz dans les grès de la série Taglu sur le flanc de la péninsule

Tuktoyaktuk, près de la lisière sud-est du bassin. Trois dépôts sont à très faible profondeur et les grès deltaïques qui contiennent les accumulations ont conservé une forte porosité. La continuité latérale des réservoirs de cette région paraît médiocre.

Structure, pièges et couvertures étanches

Le bassin peut se subdiviser en trois régions selon la structure prédominante dans chacune (voir les Fig. 46 et 47).

(1) Dans la partie ouest de la mer de Beaufort, la ceinture de plissement Beaufort s'étend du nord-est de l'Alaska au delta du Mackenzie en décrivant un grand arc. Les structures sont des anticlinaux allongés, coupés par des failles de chevauchement à fort pendage, orientées vers le nord, et formant des bras de plissements asymétriques (la structure Adlartok en est un bon exemple). Les plissements se font plus symétriques vers le nord-est et les failles de chevauchement y semblent absentes.

L'orientation des axes de plissement vire au sud lorsqu'ils se rapprochent du delta du Mackenzie. Les plissements sont de plus en plus entrecoupés par des failles d'expansion en direction est-ouest, qui deviennent la structure dominante dans la zone centrale du delta. Les structures Adgo et Taglu illustrent ce changement d'influence structurale dominante.

(2) Le delta du Mackenzie et le centre de la mer de Beaufort recouvrent un régime d'expansion de failles listriques et de blocs faillés inclinés qui y sont reliés, lequel régime est typiquement représenté dans la zone faillée Tarsiut-Amaligak. Les failles sont perpendiculaires à la direction des apports de sédiments au bassin, la majorité des failles s'enfonçant vers le nord pour créer une série échelonnée de blocs faillés inclinés. Plusieurs failles ont de vastes rejets (de l'ordre de milliers de mètres) avec des dépôts qui s'épaississent au pied de la pente verticale. La plupart de ces failles ont une longue histoire de mouvements, mais elles semblent avoir cessé de se former à la fin du Miocène.

Plus proche des côtes, et confinées à des séries plus anciennes, les grandes failles listriques se sont trouvées à côté de failles de moindre rayon, qui pourraient être plus directement reliées à des progradations deltaïques singulières.

(3) Dans l'est de la mer de Beaufort et sous la pente continentale du bassin Canada, le bassin est relativement peu déformé. Des failles d'expansion

avec de vastes rejets se présentent le long d'une zone intérieure (la zone de failles des lacs Esquimo et son extension extra-côtière vers le nord-est) et d'une zone extérieure (la charnière externe), qui est l'extension nord-est de la zone de failles Taglu. La structure Ukalerk illustre ce type de manifestation.

Roches mères

Trois unités du Crétacé supérieur et quatre du Tertiaire sont susceptibles d'être des roches mères pétrolières et gazières dans le bassin. Les séries Boundary Creek et Smoking Hills sont riches en matière organique marine, le COT variant de 2 à 20 p. 100. Ce sont de riches sources potentielles de pétrole, mais elles semblent avoir assez peu contribué aux apports d'hydrocarbures dans les réservoirs du Tertiaire, particulièrement dans les parties extra-côtières du bassin où l'unité peut être absente ou surmaturation.

Les roches mères potentielles du Tertiaire coïncident avec les schistes prodeltaïques des séries Richards et Kugmallit. Quoique les matières organiques d'origine terrestre prédominent, on y trouve du kérogène sous forme de résinite qui génère du pétrole à de faibles degrés de maturité. La matière organique n'est pas concentrée dans l'environnement des dépôts prodeltaïques et le COT dépasse rarement les 2 p. 100. Cependant, les intervalles de roche mère sont épais et pénètrent dans une zone de transition fortement inclinée pour atteindre la maturité sous le niveau d'environ 4000 m. La profondeur d'enfouissement des sédiments dans cette zone de blocs faillés varie beaucoup. Les roches mères sont donc susceptibles d'atteindre des températures suffisantes pour générer du pétrole et du gaz dans les régions de pendage des blocs faillés inclinés et, localement, dans les grabens de la zone faillée Tarsiut-Amaligak. La découverte d'Amaligak a montré que des volumes considérables

de pétrole et de gaz ont été générés par des roches mères du Tertiaire, puisqu'à cet endroit des études bio-indicatives ont confirmé l'origine tertiaire du pétrole.

Dans les réservoirs du Tertiaire, les pétroles bruts sont de bonne qualité, variant de 25 à 35°API, avec de faibles points d'écoulement. Des volumes significatifs de condensat sont reliés aux découvertes de gaz sur la terre ferme.

Potentiel (Fig. 50)

La fiche des découvertes indique un bon potentiel pétrolier et gazier tant off-shore et sur la terre ferme. Le potentiel du bassin a récemment été évalué par la Commission géologique du Canada à l'aide de méthodes d'analyse probabiliste (Dixon et al., 1994). L'analyse a révélé des ressources potentielles considérables dans le contexte des formations externes du delta et de celles qui se trouvent au large des côtes à faible profondeur, ainsi que dans la partie extra-côtière du delta, principalement dans les séries Taglu et Kugmallit. Il est assez probable qu'on trouvera d'autres gisements dont les ressources récupérables dépasseront $28,3 \times 10^9 \text{ m}^3$ (1 trillion de pi³) de gaz et $15,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ (100 millions de barils) de pétrole, de même que des gisements plus petits, mais plus nombreux, dans des blocs faillés satellites et des pièges stratigraphiques structuraux.

La terre ferme du delta a tôt fait l'objet d'une phase d'exploration de reconnaissance qui a donné lieu à d'importantes découvertes de gaz et à des découvertes de pétrole mineures connexes. Il est très probable qu'on fera de nouvelles découvertes de pétrole importantes et des découvertes de gaz supplémentaires et cela s'avérera à mesure que l'on comprendra mieux la complexité des structures et l'architecture des dépôts, à l'aide de nouvelles techniques de prospection sismique.

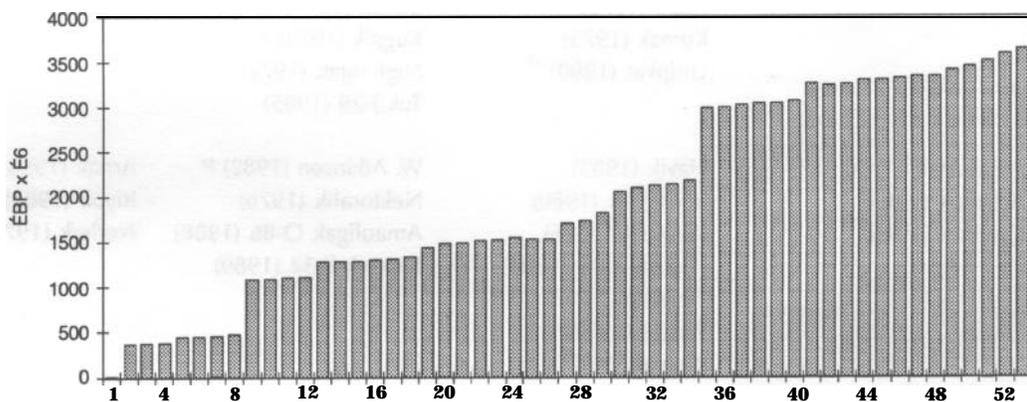


Figure 50. Ressources cumulatives découvertes en équivalence de millions de barils de pétrole; région Beaufort-Mackenzie.

Tableau 4. Découvertes de gaz dans la région de Beaufort-Mackenzie (1 0gpi3).

>2000	1000-2000	500-1000	100-500	10-100	<10
Taglu (1971)	Parsons Lake (1971) K	Niglintgak (1972)	Adgo (1973) Garry (N. (1975) Garry S. (1978) Hansen (1986) Tuk L-09 (1983) K YaYa S. (1972)	Ikhill (1986) Mallik (1972) Pelly (1974) Reindeer (1974) Titalik (1972) YaYa N. (1974)	
	Amauligak (1983) Issungnak (1980)	Kenalooak (1979)	Netserk (1975) U kalerk (1977) Kingark (1987)	Amerk (1984) Arnak (1986) Isserk (1977) Itiyok (1982) Kadluk (1983) Kiggavi k (1982) Nektoralik (1976) Minuk (1985)	Nerlerk (1977)

Les découvertes se situent dans les formations du Tertiaire, sauf indication différente.

K = Découvertes dans le Crétacé

P = Découvertes dans le Paléozoïque

Tableau 5. Découvertes de pétrole dans la région de Beaufort-Mackenzie (mmbi).

	500 - 100 mmbi	100 - 25 mmbi	25 - 10 mmbi	<10 mmbi
Terre ferme		Atkinson Pt. (1969) K Ivik J-26 (1972) Adgo (1973) Kumak (1973) Unipkat (1990)	Carry P-04 (1975) Ivik K-54 (1973) Imnak (1974) K Kugpik (1973) K Niglintgak (1972) Tuk J-29 (1985)	Kamik (1975) K Mayogiak (1971) P
Off-shore	Amauligak J-44 (1983) Adlartok (1985) Kopanor (1976)	Havik (1983) Issungnak (1980) KoakKoak (1976) Nipterk L-19 (1984) Pitsiulak (1983) Tarsiut (1978) Kingark (1987)	W. Atkinson (1982) P Nektoralik (1976) Amauligak O-86 (1988) Nipterk P-32 (1989)	Arnak (1986) Itiyok (1982) Nerlerk (1977)

Les découvertes se situent dans les formations du Tertiaire, sauf indication différente.

K = Découvertes dans le Crétacé

P = Découvertes dans le Paléozoïque

Lectures de base et références

Dixon, J., Dietrich, JR. and McNeil, D.H. 1992. Upper Cretaceous to Pleistocene Sequence Stratigraphy of the Beaufort-Mackenzie and Banks Island Areas, Northwest Canada. Commission géologique du Canada, Bulletin 407.

Dixon, J., Dietrich, JR., Snowdon, L.R., Morrell, G.R., and McNeil, D.H. 1992. Geology and Petroleum Potential of Upper Cretaceous and Tertiary Strata, Beaufort-Mackenzie Area, Northwest Canada. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 76, p. 927-947.

Dixon, J., Morrell, C.R., Conn, R.F., Dallaire, S.M., Dietrich, J.R., Taylor, G.C., Procter, R.M., and Christie, J.A. 1994. Petroleum Resources of the Mackenzie Delta-Beaufort Sea. Commission géologique du Canada, Bulletin 474, 52 p.

Eachescu, M.E. 1990. Structural Setting and Validation of Direct Hydrocarbon Indicators for Amauligak Oil Field, Canadian Beaufort Sea. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 74, p. 41-59.

Issler, D.R. and Snowdon, L.R. 1990. Hydrocarbon Generation Kinetics and Thermal Modelling, Beaufort-Mackenzie Basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 38, p. 1-16.

Lerand, M.M. 1973. Beaufort Sea. In The Future Petroleum Provinces of Canada - Their Geology and Potential, R.G. McCrossan (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 315-386.

National Energy Board. 1988. Reasons for Decision in the Matter of Esso Resources Canada Ltd., Shell Canada Ltd. and Gulf Canada Ltd.: Applications for Licences to Export Natural Gas. Reasons GH-1-88.

Snowdon, L.R. 1987. Organic Properties and Source Potential of Two Early Tertiary Shales, Beaufort-Mackenzie Basin. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 35, p. 212-232.

Snowdon, L.R. 1988. Hydrocarbon Migration in Mackenzie Delta Sediments. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 36, p. 407-412.