

CHAPITRE 5 – L'ARCHIPEL DE L'ARCTIQUE CANADIEN

LE BASSIN BANKS

Âge	Mésozoïque/Paléozoïque
Profondeur des strates visées	Maximum de 3000 m à la base du Mésozoïque; jusqu'à 2000 m dans le Paléozoïque
Indices d'hydrocarbures	Aucun
Première découverte	Aucune
Type de bassin	Marge cratonique instable
Cadre de dépôts	Plateau continental à bassin distal (Paléozoïque); fluvial, transitionnel et marin du plateau continental (Mésozoïque)
Réservoirs potentiels	Grès du Mésozoïque, carbonates Blue Fiord du Dévonien
Couvertures étanches	Schistes marins transgressifs (formation Weatherall), schistes bassiniaux (formation Eids) et interdigitation de schistes marins dans la section du Mésozoïque
Roches mères	Schistes Eids et autres équivalents bassiniaux des carbonates du plateau du Paléozoïque inférieur
Profondeur de la fenêtre	La base du Mésozoïque établit une de pétrole transition entre des sédiments immatures et d'autres surmatures
Nombre de puits au total	11 (sur la terre ferme de l'île Banks)
Sondages sismiques	9200 km de sondages sismiques
Superficie	60 100 km ² (île Banks)
Superficie sous licence	Aucune

(Toundra désertique, terrain peu accidenté. Centre peuplé à Sachs Harbour dans le sud-ouest de l'île Banks. Les conditions d'opérations hivernales y sont extrêmement rigoureuses).

Le bassin Banks contient une section du Mésozoïque d'épaisseur moyenne recouvrant une épaisse succession de carbonates du Paléozoïque inférieur et des équivalents bassiniaux. Onze puits ont été forés sans succès, mais un certain nombre de formations explorées peuvent présenter un potentiel moyen, principalement pour le gaz. La plus grande partie du bassin se trouve sur la terre ferme mais il s'étend vers le nord et traverse le détroit de McLure pour aboutir au graben Eglinton où les roches mères du Mésozoïque sont enfouies plus profondément et peuvent améliorer le potentiel pétrolier.

Cadre géologique (Figures 51 et 52)

Le bassin Banks est une auge longitudinale de sédiments clastiques du Jurassique au Tertiaire, restreinte du côté ouest par le soulèvement Storkerson, un horst du Mésozoïque qui longe la marge fracturée du bassin Canada, près de l'homoclinal Prince Albert qui se compose de strates du Paléozoïque s'inclinant vers l'ouest, dans l'est de l'île Banks et dans l'île Victoria voisine. Le bassin est recouvert d'une mince couche du Tertiaire qui s'épaissit à l'ouest en traversant la plaine côtière de l'Arctique et le plateau continental de la mer de Beaufort.

Historique de l'exploration

Le premier puits sur l'île Banks, Elf Storkerson Bay A-1 5, foré en 1971, vérifiait les successions du Tertiaire et du Mésozoïque supérieur de la marge continentale de l'Arctique, à l'ouest du soulèvement Storkerson. Le bassin Banks (sensu Miall, 1979) se situe à l'est du soulèvement Storkerson et a été vérifié par sept des 11 puits forés sur l'île. Le plus récent de ces puits, Chevron Musko D-87, a été foré en 1982. Bien qu'aucun puits n'ait décelé d'hydrocarbures, plusieurs forages ont traversé de la roche poreuse ayant des caractéristiques de réservoirs. Les

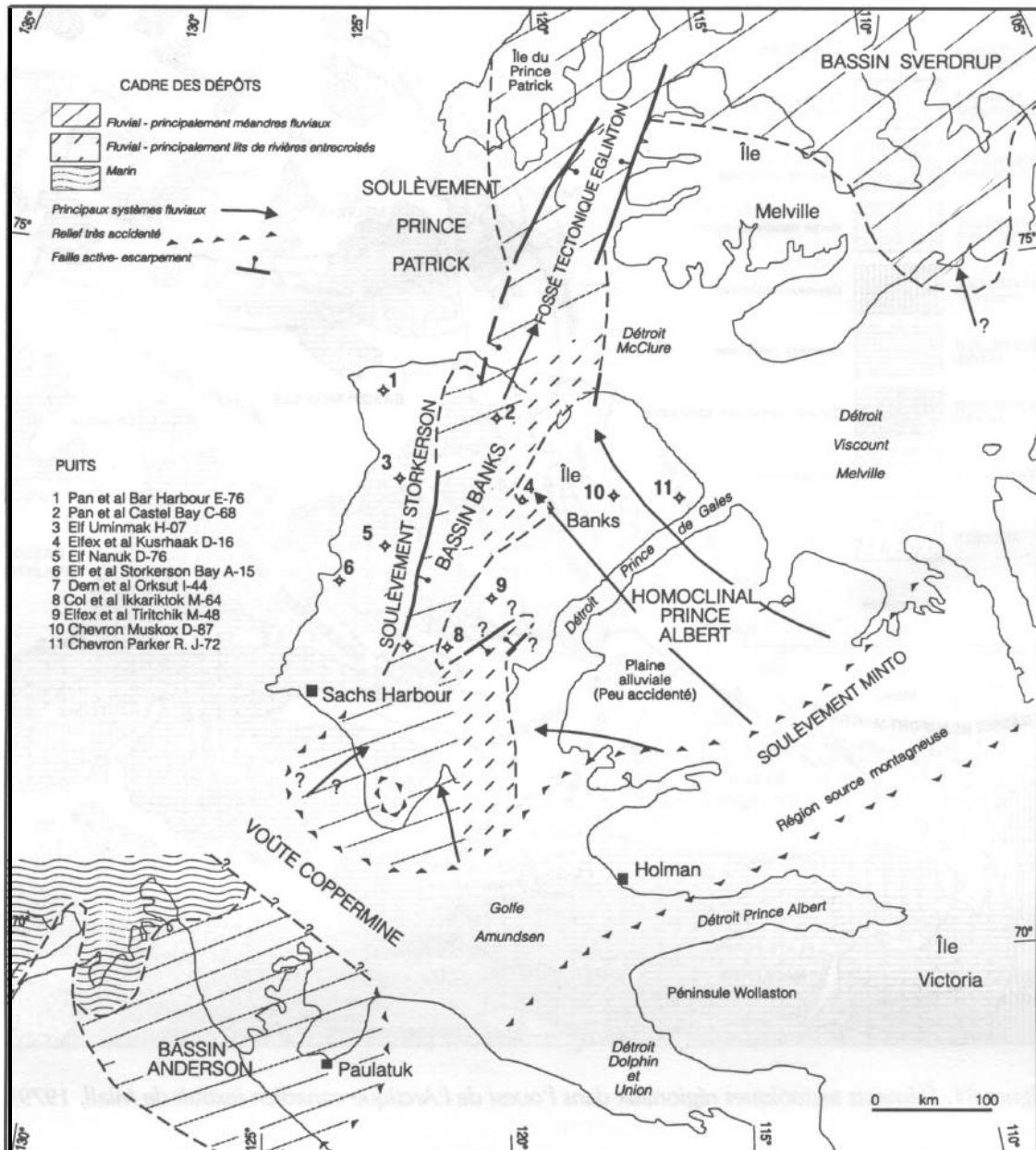


Figure 52. Paléogéographie du milieu du Crétacé inférieur, région de l'île Banks (de Miall, 1979).

Des strates du Mésozoïque recouvrent les roches du groupe Melville Island à un hiatus stratigraphique majeur qui a duré du Dévonien récent au Jurassique moyen. La plus ancienne formation du Jurassique est celle de Hiccles Cove du groupe Wilkie Point, un mince lit de grès de déposition transitionnel/plateau marin, préservé dans les parties les plus profondes du bassin Banks. Les schistes de la formation Mackenzie King ont été déposés au cours du Crétacé ancien (356 m dans Orksut I-44), ultérieurement transgressés sur les marges du bassin par les épais grès fluviaux de la formation Isachsen (du Hauterivien à l'Aptien, dans un intervalle de plus de 200 m ?). La formation Isachsen est d'une épaisseur et d'une texture variables et a été déposée durant une période active de soulèvements et d'effondrements

intenses. Les schistes marins ainsi que le grès du littoral local de la formation Christopher ont été déposés durant une période de transgression régionale qui s'est terminée au cours du Cénomanién avec l'élaboration des grès de la formation Hassel, déposés dans un système de de barres au large des côtes. En ce qui concerne la formation Kanguk, un schiste bassinial bitumineux, elle a été déposée du Turonien au Maastrichtien.

La formation Eureka Sound du Paléogène est principalement de nature fluvio-deltaïque. Elle a été déposée sur toute la largeur de la plaine côtière de l'Arctique et elle est conservée dans les profondeurs modestes du bassin Banks. La formation Beaufort, plus récente, est conservée en couche très mince dans la plaine

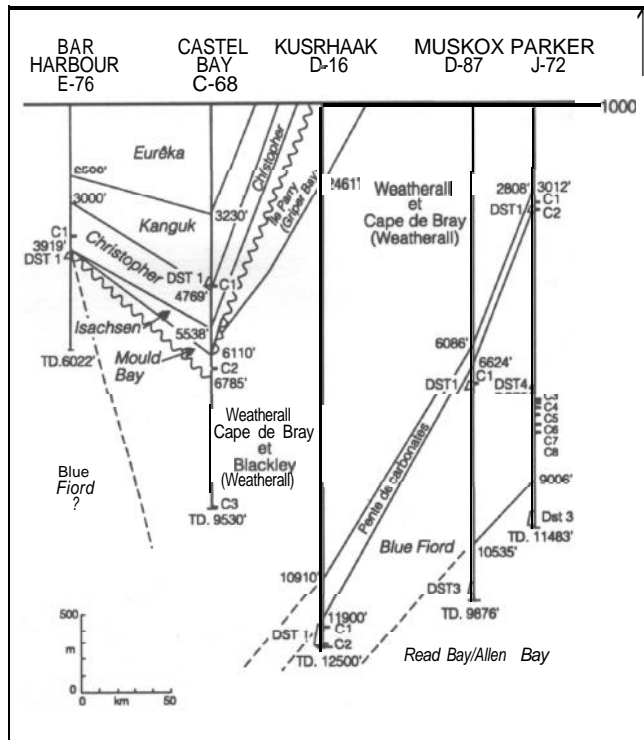


Figure 53. Coupe transversale d'est en ouest de certains puits de l'île Banks.

côtière de l'Arctique, et elle s'épaissit graduellement vers la côte.

Réservoir potentiel

Les plates-formes de roches carbonatées du Dévonien et des périodes antérieures, ainsi que leurs marges associées définissent un important potentiel de réservoirs sur une bande qui traverse l'île Banks. On a décelé d'épaisses sections de roches poreuses dans la formation Blue Fiord et on a récupéré de l'eau dans le tuyau, dans quelques intervalles des puits Panarctic Tenneco et al., Castel Bay C-68 et Chevron et al. Parker River J-62. Les grès fluviaux de la formation Isachsen (et de formations plus récentes du Mésozoïque et du Tertiaire) sont aussi des roches réservoirs potentielles.

Structure, pièges et couvertures étanches

Les dépôts du Paléozoïque ancien se sont produits sur une marge cratonique stable. Les pièges sont liés à des transitions de faciès et à des accumulations de carbonates et la couverture étanche est fournie par des schistes bassiniaux transgressifs. L'élaboration d'une topographie de horst et de graben dans une phase de fractures du Mésozoïque moyen a rendu possible la formation de pièges structuraux au cours du Paléozoïque et de pièges structuraux/stratigraphiques dans les réservoirs de grès

du Mésozoïque. La couverture étanche est issue de schistes dans la succession du Mésozoïque.

Roches mères

Les schistes marins supérieurs et leurs équivalents bassiniaux sur la pente des carbonates du Paléozoïque ont un bon potentiel comme roches mères étant donné leur richesse organique. Toutefois, si l'on se fie à la couleur des spores, la section du Paléozoïque est surmature (Miall, 1976). La section du Mésozoïque semble immature puisque les schistes bitumineux du Crétacé supérieur ne sont jamais enfouis assez profondément pour générer du pétrole.

Potentiel

L'hiatus majeur de la succession stratigraphique représente une longue période de soulèvement et de tronçonnement, se terminant par l'effondrement au cours du Jurassique. La production et la migration des hydrocarbures du Paléozoïque doit vraisemblablement s'être produite avant et durant cette période, ce qui rend moins probable leur accumulation et leur conservation dans les roches du Paléozoïque.

Bien que plusieurs réservoirs potentiels soient présents, la distribution de la porosité de la section du Paléozoïque demeure incertaine. La majorité des pièges du Paléozoïque sont de nature stratigraphique et pourraient requérir un programme de sondages sismiques intensif. La surmaturité de la section du Paléozoïque, l'absence des roches mères reconnues du Paléozoïque supérieur et du Triasique dans le bassin Sverdrup et l'immaturité générale de la section du Mésozoïque, rendent peu probable la présence de pétrole dans ce bassin. Néanmoins, les sections du Mésozoïque inférieur et du Paléozoïque offrent un potentiel moyen de découvertes de gaz significatives.

Remerciement

L'analyse ci-dessus du potentiel de l'île Banks est tirée, avec quelques modifications mineures, du rapport de Jefferson et al. (1988).

Lectures de base et références

Jefferson, C.W. Scoates, R.F.J., et Smith D.R. 1988. Evaluation of the Regional Non-Renewable Resource Potential of Banks and Northwestern Victoria Islands, Arctic Canada. Commission géologique du Canada. Dossier ouvert 1695, 63 p.

Miall, A.D. 1976. Proterozoic and Paleozoic Geology of Banks Island, Arctic Canada. Commission géologique du Canada, Bulletin 258, 77 p.

Miall, A.D. 1979. Mesozoic and Tertiary Geology of Banks Island, Arctic Canada. The History of an Unstable Craton Margin. Commission géologique du Canada. Memoir 387, 235 p.

Superficie	Plate-forme stable de l'Arctique, 780 000 km ² (47 p. 100 sur terre) Ceinture de plissement de l'Arctique 240 000 km ² (60 p. 100 sur terre) Bassin Sverdrup 313 000 km ² (46 p. 100 sur terre)
Découvertes	Première découverte en 1969 (Panarctic Drake Point N-67, gaz); 18 découvertes subséquentes (8 de gaz, 7 de pétrole et de gaz, 3 de pétrole)
Ressources découvertes	Gaz : 407 x E9 m ³ Pétrole : 66 x E6 m ²
Production	Gaz : aucune Pétrole : Bent Horn 321 470 m ³ jusqu'à la fin de 1993
Nombre de puits au total	177 (192 si l'on compte les puits de délimitation et d'exploitation)
Densité moyenne des puits	1 puits par 1630 km ² dans le bassin Sverdrup, 1 par 7000 km ² dans la région de l'archipel de l'Arctique
Sondages sismiques	44 242 km
Pipelines	Aucun
Superficie sous licence	13 000 km ² (ou 37 500 km ² si l'on compte les régions restreintes)

L'archipel de l'Arctique est la plus nordique des régions canadiennes d'exploration; elle couvre l'un des plus vastes bassins pétrolifères du Canada. Les activités de prospection ont été intensives mais clairsemées dans cette vaste région. Toutefois, les 160 puits forés à ce jour ont révélé la présence de ressources gazières (400 billions de m³) ce qui équivaut à 20 p. 100 du reste des réserves de l'Ouest du Canada; de plus, deux des plus importants champs de gaz inexploités se trouvent dans l'archipel de l'Arctique. L'exploitation des ressources pétrolières dans la région est déjà en marche. Le potentiel de pétrole et de gaz dans ce bassin est très important. Il est aussi exploitable si l'on acquiert une meilleure compréhension géologique et si l'on recourt à de nouvelles méthodes d'exploration. Il est fort probable que ces vastes ressources deviendront importantes en Amérique du Nord au 21^e siècle étant donné l'épuisement des ressources conventionnelles dans l'Ouest du Canada.

Cadre géologique (Figure 54)

Depuis le début du Cambrien, les dépôts dans les bassins sédimentaires de l'archipel de l'Arctique ont prolongé la masse continentale de l'Amérique du Nord de quelque 1400 km vers l'océan à partir du bouclier Canadien et de sa bordure de roches sédimentaires partiellement métamorphisées. La colonne sédimentaire se divise en deux sections, inférieure et supérieure, qui sont caractérisées par plus ou moins d'effondrement et des dépôts plus ou moins continus, séparés par un soulèvement tectonique majeur l'orogénèse ellesmerienne du Dévonien récent au Carbonifère ancien. À ceci près, les strates conservées s'étendent sur la majeure partie du Paléozoïque, du Mésozoïque et du Tertiaire ancien.

On traitera des strates sédimentaires, de la déformation tectonique et de la géologie pétrolière de la section pré-ellesmerienne la plus ancienne, dans la partie intitulée «Bassin Franklinien». On traitera de la géologie post-ellesmerienne dans la partie consacrée au «Bassin Sverdrup», qui est vastement superposé. Enfin, la géologie

sous-jacente à la plaine côtière de l'Arctique, et qui s'étend sous l'océan Arctique, fera l'objet de la partie suivante intitulée «Pointe du socle continental de l'Arctique».

Historique de l'exploration (Figures 55 et 56)

La présence de plusieurs bassins sédimentaires comprenant d'épaisses successions de strates du Paléozoïque et du Mésozoïque dans l'archipel de l'Arctique, rend probable la génération de pétrole et de gaz, comme l'ont démontré dans les années 1950 les géologues de la Commission géologique du Canada (des exemples des travaux de ces premiers chercheurs sont décrits dans Fortier et al., 1954 et Thorsteinsson, 1958).

Les pétrolières ont amorcé leur exploration au début des années 1960. Les forages et l'exploration sismique se sont déroulés, en très grande partie, au nord du 75^e parallèle, soit dans la ceinture de plissement de l'Arctique et dans le bassin Sverdrup. Au sud de cette latitude, l'exploration des successions du Paléozoïque

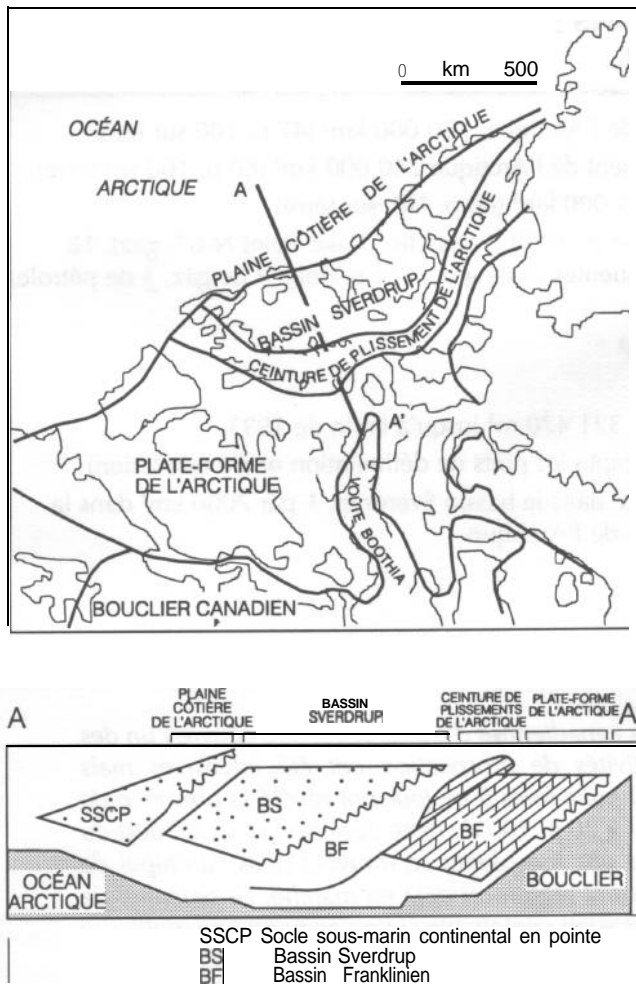


Figure 54. Éléments tecto-stratigraphiques des îles de l'Arctique.

modérément déformées de la plate-forme Arctique a été très dispersée. Trois puits seulement ont été forés dans les îles Prince-de-Galles et Somerset. La présence permanente de la calotte glaciaire et l'isolement extrême de cette région ont aussi limité l'exploration de la pointe du socle continental de l'Arctique.

Le premier puits d'exploration de l'archipel de l'Arctique a été foré en 1961 à Winter Harbour dans l'île Melville. Le puits Dome et *al.* Winter Harbour No. 1 A-09 a percé les strates du Paléozoïque inférieur jusqu'à une profondeur totale de 3823 m. Le puits a pénétré les grès et les siltstones de la pointe clastique du Dévonien moyen au Dévonien récent dans la section supérieure du puits. Ces strates ont donné du gaz à un rythme faible et irrégulier lors d'un essai de pistonnage. Aucun hydrocarbure n'a filtré de l'épaisse section de carbonates au fond du puits et on n'a signalé aucune zone de roches poreuses.

On a fait 19 découvertes depuis le forage de Winter Harbour dont trois de pétrole, 12 de gaz et cinq de gaz

et pétrole. Les découvertes purement pétrolières étaient relativement petites. Les plus importantes découvertes contenaient du gaz ou bien du gaz et du pétrole. La découverte extra-côtière de Cisco fait exception. Cette structure contenait beaucoup plus de pétrole que de gaz, ce qui laisse supposer qu'on pourrait y trouver d'autres importantes accumulations de pétrole dans les catégories majeures. Le tableau 6 dresse une liste des découvertes et la courbe qui représente la somme des découvertes (en barils de pétrole) n'indique aucune diminution de l'ampleur des découvertes à ce jour (Fig. 57).

Au début des années 1970, les sociétés pétrolières se sont intéressées à la côte nord de l'île Melville, où le bassin Sverdrup contient d'épaisses successions du Mésozoïque. Le puits Panarctic Drake Point N-67, foré sur la péninsule Sabine en 1969, à une profondeur de 2577 m, fut la première découverte majeure de l'archipel de l'Arctique. Ce champ de gaz géant a été délimité par 14 forages, y-compris le puits de la découverte et deux puits d'intervention forés pour régler une perte de contrôle qui s'est produite pendant le forage du puits de découverte. Le programme de forage a occasionné la découverte d'une prolongation majeure du champ à East Drake I-55 au large de la côte. Selon la Commission géologique, la combinaison des ressources du réservoir principal de Drake Point et du prolongement East Drake serait de $98,5 \times E9 \text{ m}^3$. On a découvert un second champ gazier géant à Hecla, à 50 km le long de l'axe structural à l'ouest du champ Drake Point. En 1978, un forage à Roche Point a occasionné la découverte d'un puits plus modeste au nord de Hecla et juste au large du nord-ouest de la Péninsule Sabine.

Dès le début de son programme d'exploration, la Panarctic Oil Ltd. a innové les techniques de forage au large des côtes arctiques en épaississant la glace artificiellement pour y installer une plate-forme de forage. Cette technique s'est avérée économique et efficace pour vérifier plusieurs structures extra-côtières dans la partie centrale du bassin Sverdrup qui est submergé à des profondeurs atteignant plus de 500 m. Par la suite, on a fait une succession de découvertes près de l'île Lougheed, sur la côte sud-ouest de l'île Ellef Ringnes, sur l'île King Christian et dans les eaux qui les séparent. La première des découvertes de la Panarctic dans la partie centrale du bassin Sverdrup a été celle de King Christian en 1970. Celle-ci a été suivie des découvertes de Thor, de Kristoffer, de Jackson Bay, de Whitefish, de Char, de Balaena, de Cisco, de Skate, de Maclean, de Sculpin, de Cape Macmillan et finalement celle de Cape Allison en 1985. Dome et ses partenaires ont ajouté Wallis à la liste en 1973.

Durant cette période, le forage s'est maintenu le long de la marge sud du bassin et a connu du succès à Bent Horn sur l'île Cameron en 1974. Il s'agit de la seule



Figure 55. Emplacements de puits dans les îles du nord de l'Arctique.

découverte dans les carbonates du Paléozoïque dans le bassin Franklinien. C'est aussi la seule découverte exploitée dans l'archipel de l'Arctique.

Le forage dans la partie nord-ouest du bassin Sverdrup, sur la péninsule Fosheim, n'a connu qu'un succès mitigé. La Panarctic n'y a fait qu'une seule découverte à Romulus. On a décelé du pétrole et des condensats de gravités variables ainsi que du gaz, tous issus des grès du Triasique et du Jurassique. Bien qu'on ait observé une perméabilité qui va de bonne à excellente dans plusieurs essais aux tiges, une chute de pression a signalé des réservoirs de dimensions restreintes et de potentiel limité. Les huit autres puits forés dans cette partie du bassin n'ont connu aucun succès.

Après une année record de forage de 37 puits en 1973, les activités ont été réduites de façon radicale à quatre puits forés en 1980. Le début des années 1980 a vu un certain regain parce que des entreprises ont obtenu de nouveaux permis de prospection pour le bassin. Toutefois, le forage a continué à chuter vers le milieu des années 1980, le dernier puits de prospection étant foré en 1986. En 1987, à Bent Horn, la Panarctic a foré un puits incliné orienté dans une nouvelle direction d'un puits de délimitation existant pour tenter d'étendre le périmètre du réservoir, mais sans succès. Depuis ce temps, le bassin n'a fait l'objet d'aucune prospection en dépit de son potentiel de découvertes importantes.

Aperçu

La Commission géologique du Canada estime le potentiel de l'archipel de l'Arctique à $686 \times E6 \text{ m}^3$ de pétrole et à $2257 \times E9 \text{ m}^3$ de gaz (probabilité moyenne). Le potentiel gazier et pétrolier dans le bassin Sverdrup est le plus élevé dans les roches du Mésozoïque et du Paléozoïque récent. L'exploration future pourrait cibler des parties plus profondes de la succession du Mésozoïque et un certain nombre de formations du Paléozoïque récent qui n'ont pas été vérifiées à fond. On estime qu'elles ont au moins autant de potentiel que celles qui ont déjà été vérifiées.

Bien que l'exploration antérieure se soit largement concentrée dans la partie centrale du bassin Sverdrup, les efforts subséquents pourraient cibler la marge sud du bassin et la ceinture de plissement de l'Arctique. Le champ Bent Horn se trouve dans cette région de complexité structurale et il existe un vaste potentiel le long de cet axe. De plus, la proximité relative du passage du Nord-ouest rend plus économique et plus attrayante l'exploitation des découvertes sur le périmètre sud du bassin Sverdrup.

Il existe, dans tout l'archipel de l'Arctique, plusieurs formations qui n'ont pas été vérifiées et qui feraient pourtant l'objet d'une exploration intensive si elles étaient situées dans le sud du Canada. Bien que les coûts d'exploitation soient élevés, les ressources découvertes par mètre de forage sont plus importantes dans l'Arctique

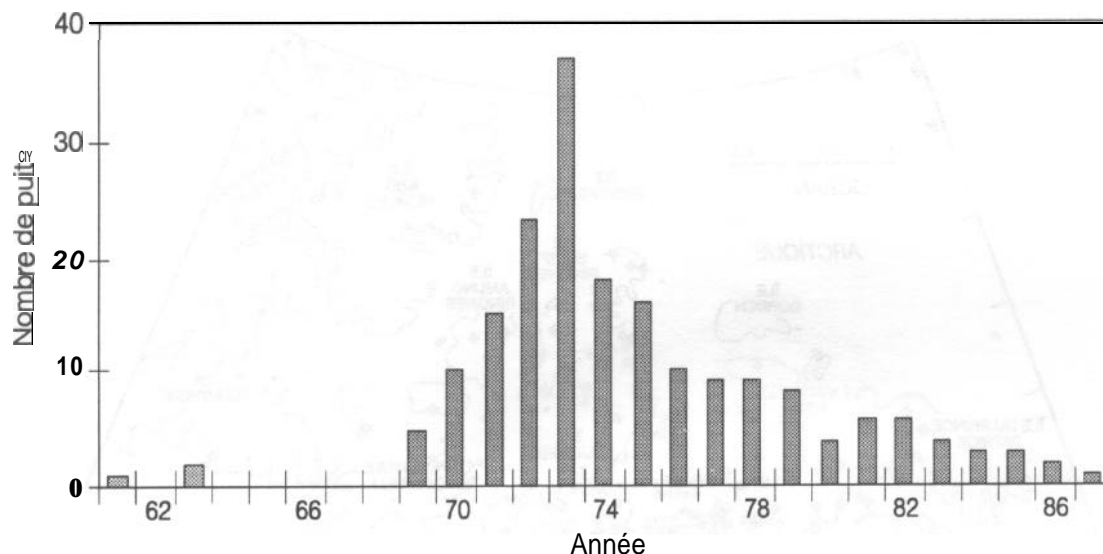


Figure 56. Historique du forage dans les îles de l'Arctique.

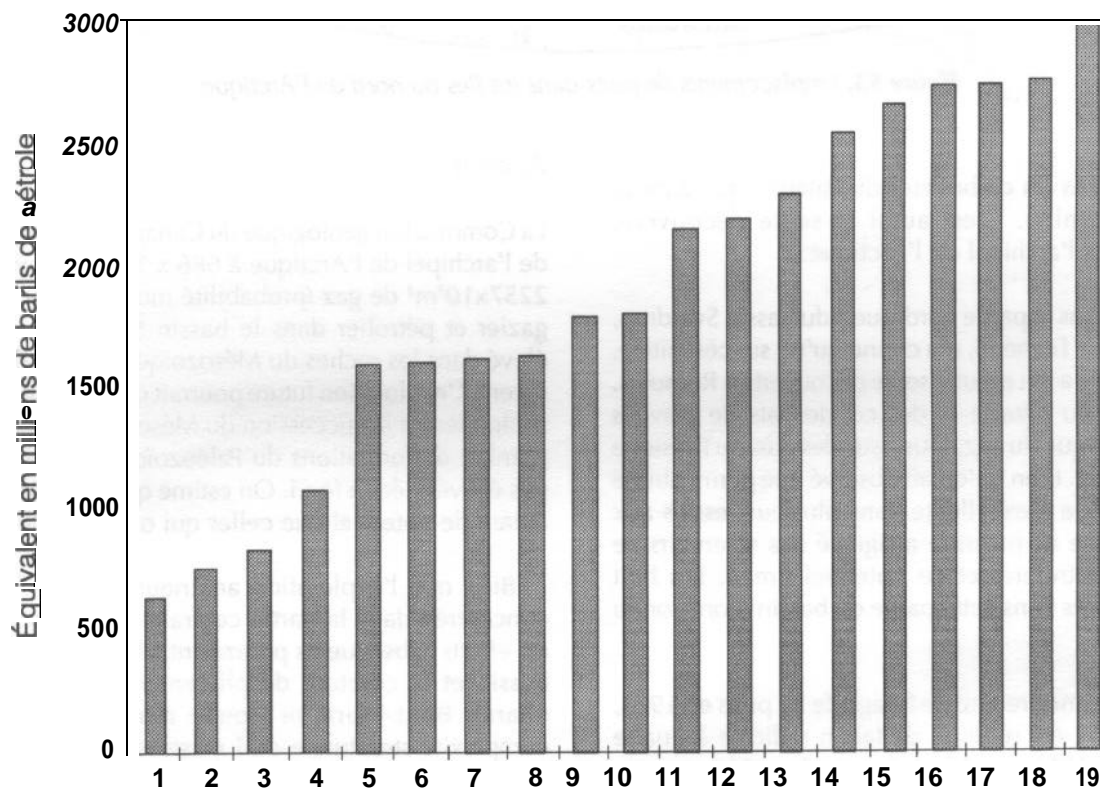


Figure 57. Ressources cumulatives découvertes dans les îles de l'Arctique par séquence.

que dans l'ouest du Canada. Il est clair que les coûts du transport, et non pas le potentiel pétrolier, font obstacle à l'exploration de cette région éloignée. Vers la fin des années 1970, plusieurs tracés de gazoducs vers le sud du Canada ont fait l'objet d'études mais ont été abandonnés (Projet Polar Gas Pipeline). On a aussi considéré la liquéfaction et le transport du gaz de la péninsule Sabine par méthaniers comme alternative à un pipeline très

coûteux et d'une longueur extrême (Projet pilote Arctique). Le transport du pétrole et probablement du gaz liquéfié par navires citernes est certainement plus économique que n'importe quel projet de pipeline et permettrait d'augmenter les approvisionnements sans perturber le marché de façon excessive comme le ferait inévitablement l'addition d'un nouvel approvisionnement par un pipeline de forte capacité. De plus amples efforts

Tableau 6. Ressources de pétrole et de gaz découvertes dans les îles de l'Arctique.

Découverte	Date	Nature	Ressources pétrole E6 m ³	Ressources de gaz E9 m ³
Drake Point	1969	Gaz		98.5
King Christian	1970	Gaz		17.3
Thor	1972	Gaz		11.9
Kristoffer	1972	Gaz		27.1
Hecla	1972	Gaz		85.5
Bent Horn	1974	Pétrole	1.0	
Jackson Bay	1976	Gaz	-	28.3
Whitefish	1979	Gaz		57.2
Cisc0	1981	P&G	48.7	4.4
MacLean	1981	P & G	3	13.6
Autres			(31.5)	(44.6)
	TOTAL		66	406(14.3 E12 pi ³)

Notes: Les découvertes dans la catégorie « autres » comprennent Romulus (1972, pétrole), Wallis (1973, gaz), Roche Point (1978, gaz), Char (1980, pétrole et gaz), Balaena (1980, pétrole lourd), Skate (1981, pétrole et gaz), Sculpin (1982, gaz), Cape MacMillan (1983, pétrole et gaz) et Cape Allison (1985, pétrole et gaz).

Source: C.G.C (1983) pour champs individuels; O.N.É. (1994) pour <autre> et le total des bassins comprend des révisions non publiées d'estimations de ressources découvertes; et Bent Horn.

d'exploitation pourraient suivre la découverte de nouveaux champs le long de la marge sud du bassin. En ce qui concerne l'exploitation gazière, c'est un accroissement de la capacité des pays consommateurs de gaz d'importer du gaz naturel liquide qui pourra déclencher un nouveau cycle.

Remerciements

La majorité des descriptions et des analyses géologiques du potentiel du Paléozoïque que l'on trouve ci-dessus sont tirées de plusieurs auteurs de la Géologie de l'orogène Innuitienne et de la plate-forme de l'Arctique au Canada, publiée en 1991. La stratigraphie et l'interprétation hautement détaillées publiées par ces auteurs ainsi que par d'autres ont été très simplifiées dans cet ouvrage, et nous nous en excusons.

LE BASSIN SVERDRUP

Âge	Du Carbonifère (Viséen/Namurien) au Récent
Superficie	313 000 km ² (46 p. 100 sur terre)
Profondeur des strates visées	Formation Isachsen (Crétacé) de 500 à 1000 m Formation Awingak (Jurassique) de 1100 à 1700 m Groupe Heiberg (Triasique) de 800 m (marge du bassin) à 2000 m
Épaisseur maximale du bassin	? 300 m (Paléozoïque supérieur); 9000 m (Mésozoïque); jusqu'à 300 m (Cénozoïque)
Indices d'hydrocarbures	Indices de pétrole dans les grès du Mésozoïque à plusieurs endroits dans l'ouest du bassin; par exemple : les sables bitumineux de l'île Melville (formation Bjome)
Première découverte	1969 (Panarctic Drake Point N-67)
Ressources découvertes	Gaz : 406 x E9 m ³ Pétrole : 65 x E6 m ³
Production	Aucune (pour le pétrole de Bent Horn, voir le bassin Franklinien)
Type de bassin	Fractures et failles dans la marge continentale qui recouvre une mégasuture qui évolue vers un type de marge passive contenue
Réservoirs	Grès marin fluvio-deltaïque du Mésozoïque; récifs du Permien (?); grès du Carbonifère et du Permien (?)
Structure régionale	Structures faillées, flexures de marge bassinale, déformation saline, plissements de compression à l'est
Couvertures étanches	Schistes marins, peut-être des évaporites
Roches mères	Formations marines de type II du Triasique, susceptibles de générer du pétrole; schistes bitumineux du Carbonifère et du Permien; schistes de type III du Mésozoïque, susceptibles de générer du gaz; schistes marins du Paléocène et du Crétacé supérieur (gaz avec un potentiel pétrolier, mais à peine mature)
Profondeur des fenêtres	Variable de pétrole et de gaz
Nombre de puits au total	160 puits de prospection et de délimitation
Densité moyenne des puits	Un puits par 1630 km ²

Cadre géologique (Fig. 58)

Le bassin Sverdrup recouvre la partie centrale et distale du bassin Franklinien avec une discordance angulaire. Le centre du dépôt du bassin est déplacé vers le nord-ouest et à l'extérieur du site de son prédécesseur (relativement au craton nord-américain) et pourrait recouvrir une suture de plaque d'origine ellesmerienne, maintenant incorporée au sein de la marge continentale nord-américaine. Au nord-ouest de l'axe du bassin, celui-ci s'amincit et recouvre la marge Sverdrup, une zone épaisse de la croûte continentale, qui borde l'océan Arctique. Le bassin Sverdrup s'étend sur un axe nord-est sud-ouest, sur une distance de 1300 km, et il fait près de 400 km de largeur. La région axiale contient jusqu'à trois kilomètres de strates du Paléozoïque supérieur, jusqu'à neuf kilomètres de strates du Mésozoïque, et plus de trois kilomètres de strates du Crétacé supérieur et du Tertiaire.

Le début de l'élaboration du bassin Sverdrup a suivi la détente de la compression et le soulèvement ellesmeriens et dans l'archipel de l'Arctique au cours du Carbonifère ancien. Le début d'un système de grabens s'est élaboré sous l'effet de l'expansion et s'est manifestée en direction nord nord-est dans l'ouest de l'archipel de l'Arctique. La ceinture de plissement de l'île Parry qui s'oriente d'est en ouest - la particularité culminante de l'orogénèse ellesmerienne - a masqué la limite sud de ce système de fractures. Des failles normales, principalement descendant vers le bassin, longent, de façon parallèle, la structure de compression antérieure le long de cette marge.

La marge nord-ouest de ce bassin en formation était sous-parallèle au système de fractures en voie d'élaboration. Des horsts et des grabens se sont développés le long de cette marge, mais l'effondrement

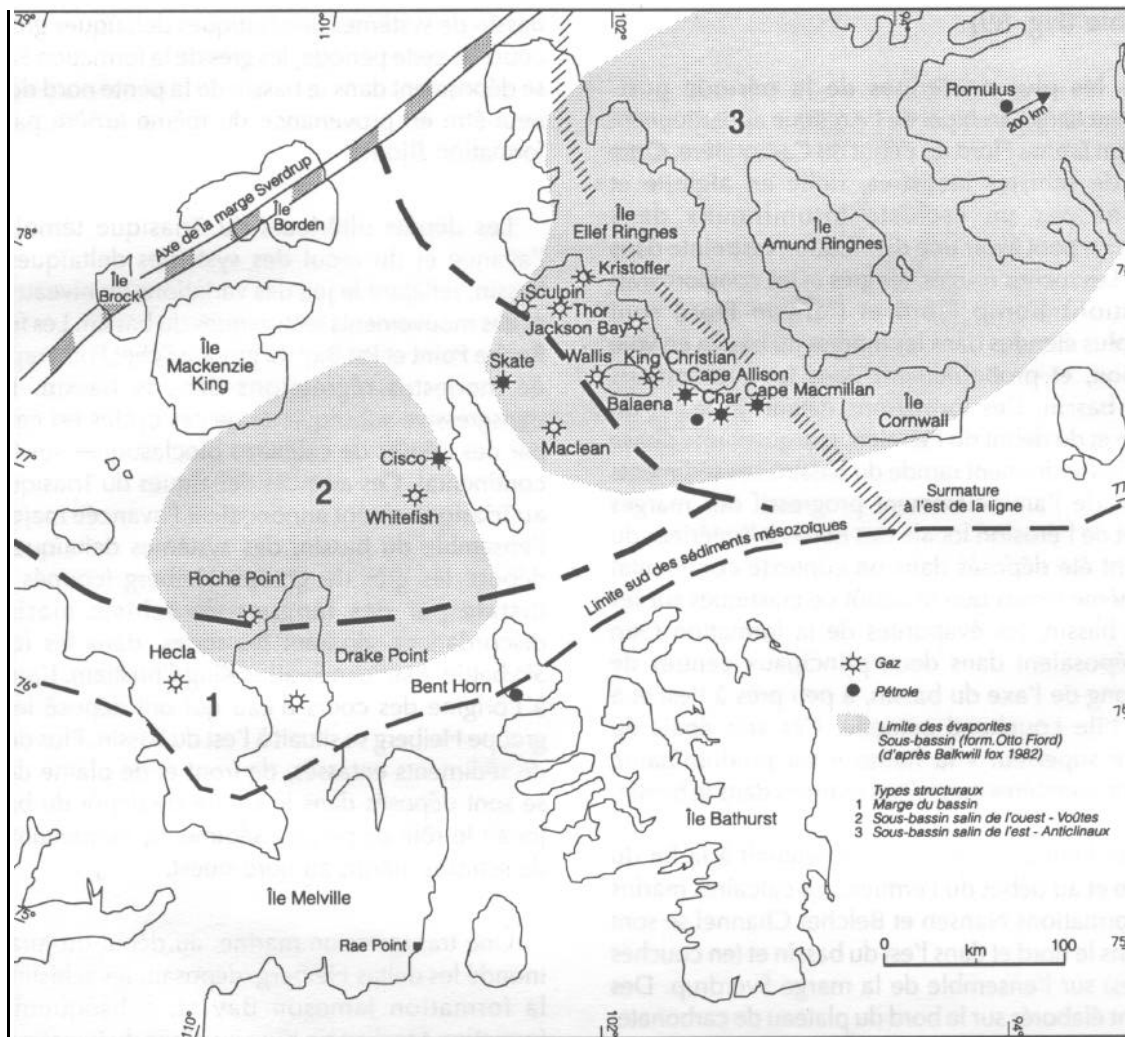


Figure 58. Éléments tectoniques du bassin Sverdrup.

global le long du périmètre Sverdrup a toujours été moindre que dans le centre de dépôt du bassin. Depuis le début de la propagation du Mésozoïque et du Cénozoïque dans le bassin Canada, le périmètre Sverdrup est demeuré élevé, séparant ainsi ce bassin, de façon plus ou moins efficace, de l'océan Arctique.

Le bassin Sverdrup était un centre de dépôt majeur pendant une grande partie du Paléozoïque récent et du Mésozoïque. Un effondrement rapide, engendré par des fractures à partir du Carbonifère et jusqu'au Permien ancien, a été suivi d'un effondrement thermique à un rythme plus modéré dans un contexte de marge passive. Du Jurassique récent au Crétacé moyen, les taux d'effondrement et de dépôt dans le bassin ont été influencés par des événements qui ont engendré une fracture et la formation d'une nouvelle croûte océanique dans le bassin Canada au nord-ouest. Une activité volcanique très répandue dans la partie nord du bassin Sverdrup, au cours du Crétacé moyen, coïncide avec la fracture principale dans le proto-bassin Canada, et elle

s'est manifestée là où les fissures du bassin Sverdrup du Paléozoïque récent, qui s'orientent en direction nord-nord-est, croisent la marge fracturée du bassin Canada, qui tend vers le nord-est.

Le Paléogène ancien a connu l'influence grandissante de mouvements orogéniques dans l'est, jumelés à l'élargissement du nord de l'Atlantique nord et, en particulier, pour faire place à l'élargissement du fond marin de la baie de Baffin. L'orogénèse Euréka a replié la moitié est du bassin Sverdrup, qui est élevé et exposé en grande partie sur l'île Ellesmere. L'influence de cette compression a affecté des strates vers l'ouest jusqu'à l'île Loughheed. Dans la partie ouest du bassin Sverdrup, l'effondrement s'est poursuivi à cause de la charge différentielle du sel du Carbonifère et de la croissance des diapirs. Toutefois, au cours du Tertiaire, la concentration des dépôts a migré vers l'ouest à la pointe du socle continental Arctique, au-delà du périmètre du bassin Sverdrup.

Stratigraphie (Fig. 59)

Les strates les plus anciennes de la période post-ellesmerienne dans l'archipel de l'Arctique appartiennent à la formation Emma Fiord du début du Carbonifère. Cette formation de schistes lacustres, riche en alginite et caractérisée par un «schiste bitumineux») dans l'affleurement, peut avoir une distribution restreinte dans le sous-sol. Les roches rouges, les grès et les conglomérats des formations Borup Fiord et Canyon Fiord sont beaucoup plus étendus dans les marges du bassin en voie d'élaboration, et probablement dans les profondeurs mêmes du bassin. Ces formations datant de la fin du Carbonifère et du début du Permien, marquent une phase ancienne d'effondrement rapide du bassin. Les sédiments provenaient de l'amincissement progressif des marges du bassin et de l'érosion locale des horsts à l'intérieur du bassin et ont été déposés dans un contexte continental aride. En même temps que le dépôt de clastiques sur les marges du bassin, les évaporites de la formation Otto Fiord se déposaient dans deux principaux centres de dépôts le long de l'axe du bassin, à peu près à l'est et à l'ouest de l'île Lougheed actuelle. Ces sels épais du Carbonifère supérieur - la halite y est prédominante marquent les premières incursions marines dans le bassin.

Alors que l'influence marine s'accroissait à la fin du Carbonifère et au début du Permien, les calcaires marins épais des formations Nansen et Belcher Channel se sont déposés dans le nord et dans l'est du bassin et (en couches plus minces) sur l'ensemble de la marge Sverdrup. Des récifs se sont élaborés sur le bord du plateau de carbonate. Des calcaires et des schistes argileux (formation Hare Fiord) ont succédé aux évaporites dans le centre du bassin.

À la fin du Permien, les schistes et les siltstones de la formation van Hauen se sont déposés dans l'ensemble du bassin, mettant fin aux dépôts de carbonates. Les grès des formations Sabine Bay, Assistance Bay et Troid Fiord sont des équivalents proximaux et évoquent une progradation venant du nord-est. Les calcaires de la formation Degerbols sont des équivalents distaux des grès de la formation Troid Fiord. La retraite vers l'est des dépôts de carbonates au cours du Permien et la prédominance croissante des dépôts de grès et de schistes dans une grande partie du bassin Sverdrup pourraient refléter, d'une part, l'influence régionale croissante des terres élevées au nord-ouest et au nord-est du bassin Sverdrup et, d'autre part, la dérive du bassin vers des paléolatitudes plus nordiques.

La transition entre le Permien et le Triasique est signalée par une discordance dans les marges du bassin, mais elle était probablement concordante dans la plus grande partie du bassin sous forme d'une transition schiste sur schiste. Les grès de la formation Bjorne (Triasique inférieur) ont été la première incursion majeure dans le

bassin de systèmes de clastiques deltaïques grossiers. Au cours de cette période, les grès de la formation Sadlerochit se déposaient dans le bassin de la pente nord de l'Alaska, peut-être en provenance du même arrière pays que la formation Bjorne.

Les dépôts ultérieurs du Triasique témoignent de l'avance et du recul des systèmes deltaïques dans le bassin, reflétant le jeu des variations du niveau de la mer et des mouvements tectoniques du bassin. Les formations Roche Point et Pst Bay du groupe Schei Point représentent de modestes régressions dans le bassin. La phase transgressive subséquente de ces cycles est caractérisée par des dépôts de calcaires bioclastiques sur le plateau continental. Ces avances deltaïques du Triasique moyen au Triasique récent annonçaient l'avancée majeure, dans l'ensemble du bassin, des systèmes deltaïques qui ont déposé les grès du groupe Heiberg (coupés de façon distale par des langues de schiste marin et des discordances séparant les séries, dans les formations Skybattle, Maclean Strait et King Christian). L'arrière-pays à l'origine des cours d'eau qui ont déposé les grès du groupe Heiberg se situait à l'est du bassin. Plus de 1500 m de sédiments entassés, de front et de plaine deltaïques, se sont déposés dans le centre de dépôt du bassin, qui jouait le rôle de piège à sédiments, permettant le dépôt de schistes marins au nord-ouest.

Une transgression marine, au début du Jurassique, a inondé les deltas Heiberg, déposant les schistes épais de la formation Jameson Bay et, subséquentement, la formation Mackenzie King au cours du Jurassique moyen et récent. Depuis le début du Jurassique, les dépôts ont été de plus en plus influencés par des régions d'origine situées au nord-ouest. Au milieu du Jurassique, le bassin était confiné par la marge Sverdrup qui émergeait au nord-ouest et les Îles Ellesmere, Bathurst et Melville au sud-ouest. Des grès d'avant-côte ont été déposés de chaque côté du passage maritime Sverdrup. Des régressions notables, au cours de cette période, ont déposé les grès des formations Sandy Point, Hiccles Cove et Awingak. Un système complexe d'intercalation de grès et de schistes marins et deltaïques s'est élaboré selon la prédominance des systèmes fluviaux qui se déplaçaient de part et d'autre du bassin, restreignant la jonction du passage maritime.

Une transgression majeure au début du Crétacé a déposé les schistes de la formation Deer Bay sur les marges du bassin. Par la suite, un soulèvement et un tronçonnement ont accompagné l'amorce d'un épisode de fracturation dans le bassin Canada, au début du Crétacé. La régression subséquente a déposé des grès fluvio-deltaïques (formation isachsen) dans l'ensemble du bassin et sur la marge continentale nouvellement formée.

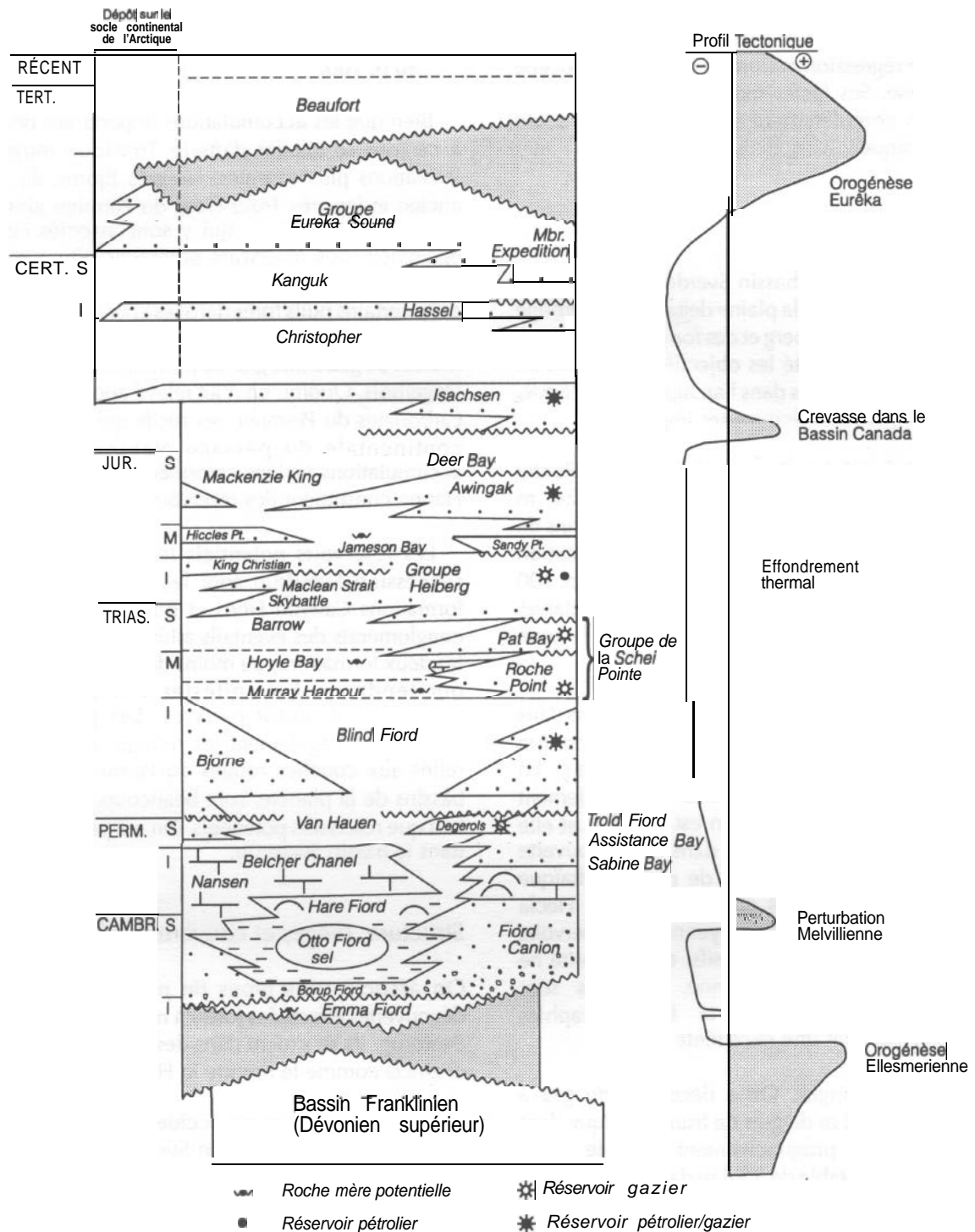


Figure 59. Stratigraphie sommaire du bassin Sverdrup.

Après le début de l'Aptien, les dépôts du bassin Sverdrup sont de plus en plus subordonnés à la croissance de la marge continentale. Une discordance majeure liée à la régression et au dépôt de la formation Hassel du Cénomani correspond à une rupture dans le bassin Canada. Le dépôt des schistes épais de la formation Kanguk à la fin du Crétacé reflète l'inondation des marges continentales à l'échelle mondiale pendant une transgression marine généralisée.

Le membre basal du groupe Eureka Sound (membre Expedition) représente la dernière étape de sédimentation continue dans le bassin Sverdrup. L'âge des diverses unités du groupe Eureka Sound varie du Campanien ou du Maastrichtien à l'Éocène récent ou au tout début de l'Oligocène. Le groupe comprend des membres alluviaux, deltaïques et estuariens. Les strates sont riches en grès mal consolidés et dont le grain varie de fin à grossier, avec du charbon en abondance. Le groupe Eureka Sound

est profondément tronqué dans l'ensemble du bassin Sverdrup par les systèmes de drainage élaborés pendant des périodes de régression marine au cours du Paléocène et de l'Holocène. Ses faciès marins et deltaïques sont conservés plus complètement sur la pointe du socle continental arctique.

Réservoirs

Les réservoirs prouvés du bassin Sverdrup sont les grès peu profonds du front et de la plaine deltaïques du groupe Schei Point, du groupe Heiberg et des formations Awingak et Isachsen. Ceux-ci ont été les objectifs principaux de la majeure partie des forages dans l'archipel de l'Arctique, et on y trouve toutes les découvertes importantes.

- (1) Le groupe Schei Point. Dans le champ gazier Roche Point, on a rencontré un épisode de 24 m potentiellement exploitables dans les grès marins de la formation Roche Point et 15 m dans la formation Pat Bay moins profonde. La porosité est de 18 p. 100 dans la meilleure partie de la zone la moins rentable. La qualité du réservoir est plus faible dans la zone inférieure.
- (2) Le groupe Heiberg. On a foré 14 accumulations dans les grès du groupe Heiberg et 13 dans la portion supérieure de la formation King Christian. En moyenne, l'épaisseur des zones potentiellement productrices de cette formation est de 30 m et elle atteint 60 m au maximum dans la découverte Kristoffer forée dans des grès de plaine deltaïque entassés. La porosité des champs Drake et Hecla varie de 18 à 20 p. 100 en moyenne. Les réservoirs sont plutôt homogènes et massifs, et la porosité ne s'écarte guère de la moyenne. Les grès sont généralement très propres et les diagraphies électriques donnent une excellente réplique.
- (3) La formation Awingak. On a découvert du gaz à Whitefish dans 10 m de grès de front deltaïque dont le grain grossit progressivement vers le haut. L'épaisseur exploitable de 5 à 8 m dans chaque cycle donnait en tout 17 m de grès potentiellement exploitables dont la porosité s'établissait à 16 p. 100 en moyenne. À 200 km vers l'est, au cap Macmillan, on a décelé du gaz dans 22 m de grès épais. Les 7 m inférieurs de cette unité ont un grain qui grossit progressivement vers le haut et leur qualité de réservoir est pauvre. Quinze mètres de grès propre de plaine deltaïque et de front deltaïque proximal recouvrent cette unité; la porosité de ce grès est de 18 p. 100.
- (4) Les grès Isachsen contiennent des hydrocarbures à Balaena et Whitefish. On a décelé 30 m de grès

pétrolifère dans des grès de front deltaïque à Balaena. La porosité de ce réservoir très récent est de 30 p. 100.

Bien que les accumulations importantes découvertes à ce jour se situent dans le Triasique moyen et les formations plus récentes, les grès Bjorne du Triasique ancien et les grès Troid Fiord du Permien ainsi que les carbonates Degerbols qui y -sont associés constituent également des réservoirs potentiels. On a trouvé des indices de pétrole et de gaz dans la formation Bjorne, dans certains puits forés dans les champs Drake et Hecla, respectivement. Dans le puits Drake L-67, on a noté des indices de gaz à une grande profondeur dans la formation Degerbols. Quoiqu'on n'ait relevé aucun indice dans les carbonates du Permien, les récifs qui longent la marge continentale du passage Nansen/Belcher et les accumulations isolées enfermées dans les schistes van Hauen constituent des réservoirs potentiels.

Les réservoirs potentiels les plus anciens dans la succession Sverdrup sont les grès continentaux des formations Canyon Fiord et Borup Fiord. Le faciès de conglomérats des éventails alluviaux qui caractérisent les deux formations, au moins dans les marges du bassin ont tendance à manifester une porosité et une perméabilité plutôt pauvres. Les grès éoliens qui caractérisent également les milieux arides et qui sont reliés aux couches rouges du Permien dans plusieurs bassins de la planète, sont beaucoup plus attrayants en tant que réservoirs potentiels. On n'a pas décelé ce faciès dans le bassin Sverdrup.

Structure, pièges et couvertures étanches

On associe trois types de pièges structuraux aux découvertes effectuées jusqu'à maintenant dans le bassin Sverdrup. Ils se situent dans des secteurs géographiques distincts comme le montre la Figure 58.

- (1) Une large flexure peu accidentée longe parallèlement la marge sud du bassin Sverdrup. Elle est le site de deux champs de gaz géants, Drake Point et Hecla, qui remplissent des enceintes, locales, le long de la flexure, jusqu'au point de fuite. Le système de failles normales qui traverse les champs en direction nord-est a pu se former à la faveur de la réactivation des fractures qui ont donné naissance au bassin. La région extra-côtière, qui se trouve à l'est du champ Drake Point, s'allonge dans ce système en direction nord-est, là où les failles ont des rejets plus amples et établissent le cadre structural dominant. Le champ de gaz Drake Point est le plus vaste des terres domaniales du Canada. Il est typique des grandes structures qui s'enfoncent profondément le long de la marge sud du bassin.

- (2) La deuxième famille de structures comprend la découverte de gaz à Whitefish et la découverte de pétrole et de gaz à Cisco à l'ouest de l'île Loughheed. La structure Whitefish est typique de cette catégorie: c'est un dôme de 25 km de diamètre avec un relief de 175 m. On y trouve des failles d'extension mais leur fréquence demeure faible et les rejets sont modestes. La continuité des réservoirs dans l'ensemble du champ semble bonne. Ces structures recouvrent le sous-bassin salin du Carbonifère de l'ouest et sont élaborées sur des diapirs de sel qui, toutefois, ne percent pas le niveau stratigraphique des réservoirs. Deux diapirs sont exposés dans le nord de la péninsule Sabine. La structure se prolonge au large des côtes en direction nord-est, parallèlement à une autre structure à 30 km au nord-ouest. La charge des pièges dans ces structures est supérieure à 50 p. 100.
- (3) La troisième catégorie de failles s'étend au large du sud-ouest de l'île Ellef Ringnes et de l'île du Roi Christian une superficie de quelque 10 000 km². Il s'agit d'anticlinaux du début du Tertiaire qui se sont élaborés ou accentués au cours de l'orogénèse Eurêka. Les structures sont très accidentées et leur élaboration a été facilitée par le sous-bassin de sel du Carbonifère qui est sous-jacent à la région. Les parois de sel au centre des anticlinaux sont à angle droit de la direction est-ouest des lignes principales de tension qui ont caractérisé l'orogénèse. Les découvertes de ce type de structure sont les champs Kristoffer, Sculpin, Thor, Jackson Bay, Wallis, King Christian, Cape Allison, Cape MacMillan, Char et Balaena. La découverte de gaz dans King Christian est typique : la structure est allongée (12 km sur 5 km), avec un relief de plus de 1000 m. Ces structures ont une charge médiocre, soit environ 10 p. 100 de leur fermeture. Cela peut être dû à leur formation tardive, à une aire restreinte de capture d'hydrocarbures, à une génération déclinante d'hydrocarbures dans un contexte de surmaturité des roches mères et, peut-être, à un suintement superficiel à travers les failles de crête qui caractérisent ces structures.

Les découvertes effectuées à Skate et Mclean - au large de l'île Loughheed - sont de nature intermédiaire entre les structures du dôme qui est à l'ouest de l'île Loughheed et les plis anticlinaux et les parois de sel décrits ci-dessus. Elles sont probablement le fruit de soulèvements attribuables au sel de l'époque qui a précédé l'orogénèse Eurêka, réactivés et faillés par la compression de cette orogénèse.

La fermeture de blocs faillés sur la marge du graben contribue à l'élaboration de pièges à East Drake. Sauf ce puits, le graben n'est pas foré. Il est probable que des

pièges semblables définis par des failles soient communs dans la marge Sverdrup. D'autres cibles structurales sont présentes dans le nord-est du bassin Sverdrup, au centre de la péninsule Fosheim de l'île Ellesmere. Elles se situent dans la ceinture de plissement Hazen où sont conservées des épaisseurs significatives de strates du Mésozoïque. Ailleurs, dans l'île Ellesmere, le soulèvement a éliminé une grande partie de la charge du Mésozoïque accumulée dans le bassin.

Un pincement stratigraphique sur le flanc sud du bassin semble faire partie du piège de l'un des gisements gazifères du champ Hecla. Cela pourrait se présenter ailleurs dans les structures de plusieurs grès du Mésozoïque. Des pièges peuvent également être présents au bas de la pente de sables bitumineux comme ceux, par exemple, qui sont exposés à la baie Marie dans la partie ouest de l'île Melville. Il se peut aussi qu'il se produise un pincement des dépôts sur les flancs des renflements salins, comme les pièges qu'on trouve contre les intrusions de sel.

Roches mères

La plus ancienne roche mère qu'on ait trouvé dans le bassin Sverdrup est dans les schistes pétrolifères de la formation Emma Fiord du Carbonifère. L'indice de COT atteint 50 p. 100 dans des échantillons d'affleurement. Les schistes sont riches en alginite et l'on croit qu'ils ont été déposés dans un milieu lacustre. La formation Emma Fiord pourrait être surmature (mais probablement une riche source de gaz), sauf dans les marges extrêmes du bassin. Des schistes foncés à haute teneur en matière organique ont également été rapportés dans les formations Hare Fiord et van Hauen du Carbonifère et du Permien.

Les roches mères les plus épaisses et les plus répandues dans le bassin Sverdrup sont le faciès distal du groupe Schei Point du Triasique (formations Murray Harbour et Hoyle Bay). Les dépôts répétés de schistes riches en matière organique dans le bassin ont eu lieu à la faveur de la présence d'eaux stratifiées à faible énergie dans des secteurs éloignés du flux deltaïque. Le changement de direction de la source de sédiments a fait en sorte que ces roches mères soient très largement distribuées dans le bassin, quoique les dépôts aient été quelque peu décalés au cours du Triasique. L'analyse d'échantillons des schistes Schei Point montre une grande variation de l'indice de COT dont la moyenne s'établit à 4 p. 100. Tous les échantillons contiennent de la matière organique marine de type II, qui vient des algues et qui est une excellente source potentielle de pétrole.

Des extraits des schistes Shei Point montrent une corrélation géochimique proche de tous les pétroles découverts dans le bassin; cela évoque une source

pétrolifère commune. En fait, la distribution des découvertes existantes s'explique très bien par la maturité régionale des seuls schistes Schei Point. La présence de gaz s'explique par la disposition d'accumulations gazeuses sur les flancs des roches mères surmatures Schei Point, atteignant des niveaux de maturité au-delà de la fenêtre pétrolière, à la faveur d'une circulation de chaleur intense associée à des intrusions de sel ou de produits volcaniques et (ou) à la profondeur d'enfouissement. Les découvertes de pétrole et de gaz réunis peuvent s'expliquer par quelques phases de migration successive des hydrocarbures, liées à des mouvements tectoniques successifs qui auraient influencé la maturité de la roche mère. En général, les roches mères du Triasique deviennent surmatures à l'est d'une ligne qui épouse grosso modo l'axe de l'île Ellef Ringnes et qui s'étend vers le sud-est jusqu'à l'île Ellesmere.

Les schistes de la formation Jameson Bay du Jurassique contiennent du kérogène de type II et sont susceptibles de générer du pétrole à l'ouest de l'île Loughheed, mais l'intervalle n'est que marginalement mature. Les niveaux de maturité peuvent être supérieurs près des intrusions de sel. Plus à l'est, là où prédomine la matière organique de type III dans des faciès deltaïques plus proximaux, ces schistes et d'autres datant du Mésozoïque pourraient être plus susceptibles de générer du gaz.

Potentiel

Le bassin Sverdrup est un vaste bassin pétrolifère diversifié qui a une excellente fiche de découvertes. Des structures prouvées dans les grès du Triasique contiennent des accumulations géantes et on peut espérer plusieurs découvertes moins spectaculaires. La fiche cumulative des découvertes n'indique aucune défaillance. Les accumulations plus importantes ont tendance à se loger dans des structures dont le relief est plutôt subtil, à l'écart de l'orogénèse Euréka. Les pièges stratigraphiques de ces réservoirs ne sont aucunement explorés et il existe un fort potentiel de fermetures considérables, particulièrement dans la marge sud du bassin. Sur une pente ascendante à partir du sous-bassin de sel à l'ouest (dans la péninsule Sabine et les environs), les structures sont susceptibles de contenir du gaz. Plus à l'ouest, les schistes Schei Point sont probablement moins matures et les accumulations de pétrole sont possibles dans de tels pièges. Un exemple patent d'un tel champ potentiel se trouve dans les sables bitumineux de la baie Marie sur l'île Melville, qui se manifestent dans les grès de la formation Bjorne du Triasique inférieur. La distribution de cette formation Bjorne dans le sud-ouest du bassin en fait un objectif intéressant sous les groupes Heiberg et Schei Point. La formation Awingak suscite l'intérêt dans l'ouest du bassin Sverdrup, particulièrement dans le

contexte de son association avec les roches mères contemporaines à l'ouest de l'île Loughheed.

De nombreuses structures refermées existent probablement au large des côtes dans les blocs faillés du graben, en plus des pièges structuraux-stratigraphiques liés aux déformations des dépôts de sel. Les blocs de horst sont particulièrement attrayants et se trouvent probablement à des profondeurs favorables dans les marges du bassin.

En général, les risques liés à la surmaturité des roches mères, à l'altération de l'intégrité des pièges et à la biodégradation des pétroles augmentent dans la marge est du bassin : dans ces zones, il est moins probable qu'on puisse réaliser de grandes perspectives économiques. Quoique le taux des découvertes soit élevé, ces considérations sont de nature à modérer la poursuite de projets ambitieux dans les secteurs, qu'occupent les structures de l'orogénèse Euréka.

Lectures de base et références

Balkwill, H.R. and Fox, F.G. 1882. Incipient Rift Zone, Western Sverdrup Basin, Arctic Canada. In *Arctic Geology and Geophysics, Proceedings of the Third International Symposium on Arctic Geology*, A.F. Embry and H.R. Balkwill (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 8, p. 171-187.

Brooks, P.W., Embry A.F., Goodarzi, F., and Stewart, R. 1992. Organic Geochemistry and Biological Marker Geochemistry of the Schei Point Group (Triassic) and Recovered Oils from the Sverdrup Basin (Arctic Islands, Canada). *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 40, p. 173-187.

Davies, G.R. and Nassichuk, W.W. 1988. An Early Carboniferous (Viséan) Lacustrine Oil Shale in the Canadian Arctic Archipelago. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, v. 72, p. 8-20.

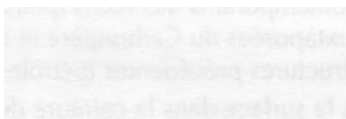
Embry, A.F. 1982. The Upper Triassic-Lower Jurassic Heiberg Deltaic Complex of the Sverdrup Basin. In *Arctic Geology and Geophysics*, A.F. Embry and H.R. Balkwill (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 8, p. 189-217.

Hea J.P., Arcuri J., Campbell G.R., Fraser I., Fuglem M.O., O'Bertos J.J., Smith D.R., and M. Zayat. 1980. Post-Ellesmerian Basins of Arctic Canada: Their Depocentres, Rates of Sedimentation and Petroleum Potential. In *Facts and Principles of World Petroleum Occurrence*, A.D. Miall (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 447-488.

McWhae, J.R. 1986. Tectonic History of Northern Alaska, Canadian Arctic, and Spitsbergen Regions Since Early Cretaceous. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 70, p. 430-450.

Meneley, R.A., Henao, D., and Merritt, R.K. 1975. The North-West Margin of the Sverdrup Basin. In Canada's Continental Margin and Offshore Exploration, C.J. Yorath, E.R. Parker and D.J. Glass (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 531-544.

Waylett, D.C. 1989. Drake Point Gas Field, Canada, Arctic Islands, Sverdrup Basin. American Association of Petroleum Geologists, Treatise of Petroleum- Geology, Atlas of Oil and Gas Fields, A-014.



LE BASSIN FRANKLINIEN

Âge	Du Cambrien au début du Carbonifère
Superficie	Plate-forme de l'Arctique 780 000 km ² (47 p. 100 sur la terre ferme) Ceinture de plissement de l'Arctique 240 000 km ² (62 p. 100 sur la terre ferme) se prolongeant en profondeur sous le bassin Sverdrup
Profondeur des zones visées	De 0,5 à 5 km
Épaisseur maximale du bassin	10 km
Indices d'hydrocarbures	Taches d'huiles dans les formations Thumb Mountain (Ordovicien supérieur), Bird Fiord et Weatherall (Dévonien moyen). indices de gaz dans le premier puits foré dans le bassin - à Winter Harbour No. 1 A-09 dans la pointe clastique du Dévonien supérieur
Découverte unique	Bent Horn N-72 (1974 : pétrole à 43° API)
Ressources découvertes	Pétrole : 1,0 x E6 m ³
Production	Pétrole : Bent Horn : 321 470 m ³ jusqu'à la fin de 1993
Type de bassin	Marge continentale dominée par des carbonates (miogéoclinaux) du Paléozoïque inférieur. Bassin de l'avant-pays du Dévonien récent.
Cadre des dépôts	Bassin de carbonates et de schistes marins; se convertissant en siliciclastiques marins, deltaïques et fluviaux du Dévonien récent
Réservoirs	Récifs du début au milieu du Dévonien; carbonates de la marge de la pente continentale et carbonates et monticules du plateau continental déposés en eau peu profonde; grès de la pointe clastiques
Structure régionale	Ceinture de plissement de l'Arctique, fortement structurée, au large de la plate-forme de l'Arctique
Couvertures étanches	Schistes marins (formations Cape de Bray à Bent Horn)
Roches mères	Schistes de l'Ordovicien et du Dévonien inférieur (gaz); schistes de la pointe clastique (pétrole?); carbonates du Dévonien moyen et schistes contemporains des récifs (pétrole?); roches mères structurellement juxtaposées du Carbonifère et du Mésozoïque qui recouvrent les structures précédentes (pétrole?)
Profondeur de la fenêtre	À la surface dans la ceinture de de pétrole plissement de l'Arctique
Nombre de puits au total	50

Cadre géologique (Fig. 60)

Le bassin Franklinien du Cambrien ancien au Dévonien moyen était contigu à la plate-forme Hudson au sud-est et à la plate-forme intérieure au sud-ouest, et il faisait partie d'une marge continentale ininterrompue en bordure du craton nord-américain. Les dépôts de carbonates ont dominé pendant toute cette longue période, formant une pointe péricratonique épaisse (miogéoclinale). À compter du Dévonien moyen, des sédiments siliciclastiques issus des terres élevées à l'est, qui résultaient de l'orogénèse ellesmerienne, se sont répandus dans toute la région. Le dépôt dans le bassin de ces sédiments épais de l'avant-pays la «pointe clastique» d'Embry et Klován (1976) a précédé le plissement et le soulèvement d'une grande partie du bassin Franklinien à l'apogée de l'orogénèse ellesmerienne.

La lisière sud de la ceinture de plissement de l'Arctique marque la limite du plissement des strates du Franklinien par la compression ellesmerienne. Cette ceinture est le composant sud d'une vaste région d'activité tectonique du passé la province tectonique inuitienne qui comprend également les parties distales du bassin Franklinien, le bassin Sverdrup et la pointe du socle continental de l'Arctique.

Au sud de la ceinture de plissement de l'Arctique, la plate-forme de l'Arctique est généralement peu déformée, sauf dans le voisinage de la voûte Boothia. L'axe de ce soulèvement majeur du Silurien s'oriente vers le nord à partir du bouclier Canadien, exposant des roches de l'Achéen dans toute sa longueur. L'influence structurale de la voûte s'étend au nord du détroit de Barrow jusque dans l'île Cornwallis et la péninsule Grinnell de l'île Devon, où des structures d'interférence complexes se sont

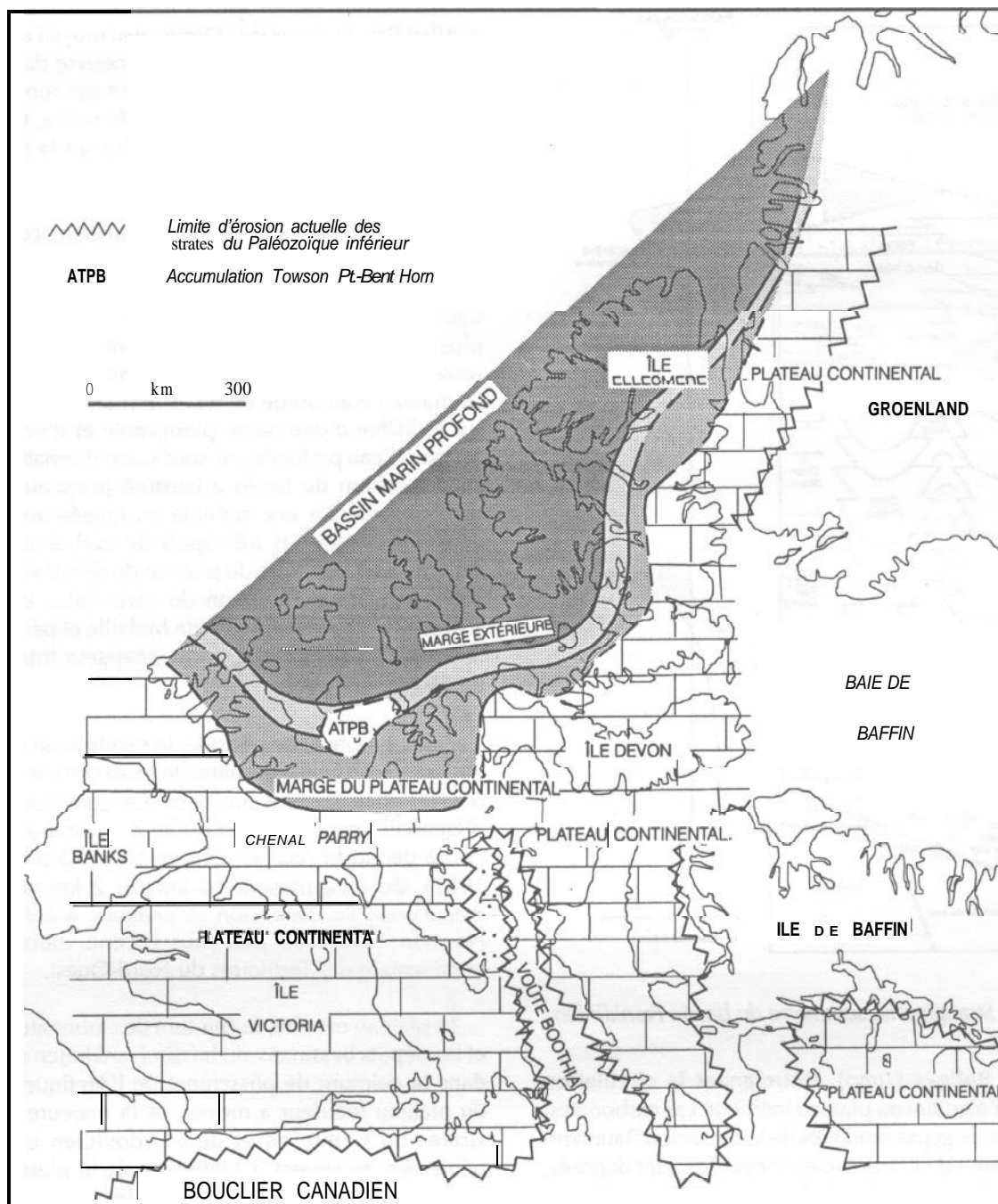


Figure 60. Paléogéographie généralisée du bassin Franklinien entre le Cambrien et le Dévonien moyen.

élaborées au croisement de la ceinture de plissement de l'Arctique.

Stratigraphie (Fig. 61)

Les formations du Cambrien s'épaississent à partir de la marge du bouclier Canadien pour atteindre plus de six kilomètres dans le nord-est de l'île Ellesmere. Dans la plate-forme de l'Arctique, les grès des formations Gallery et Turner Cliffs se sont déposés sur une vaste étendue après une longue période de pénéplanation qui sépare

les roches du Cambrien de celles du Précambrien. Dans l'île Ellesmere, la succession est beaucoup plus épaisse et de nature principalement marine. Elle comprend des carbonates du plateau marin (formation Ella Bay), des grès deltaïques (formation Rawlings Bay) et un équivalent distale (formation Archer Fiord), ainsi que les siltstones du plateau continental de la formation Kane Basin. Des équivalents d'eau profonde (formation Grantland) se trouvent dans le nord-est de l'île Ellesmere.

Une bordure de carbonates du plateau Franklinien a commencé à s'élaborer au début de l'Ordovicien

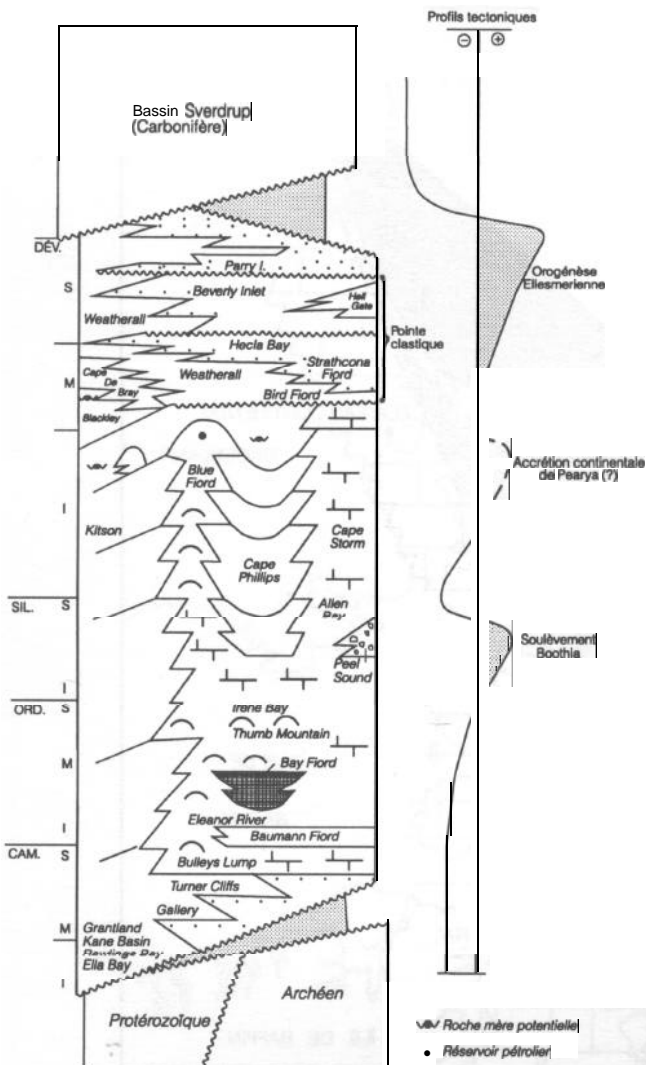


Figure 61. Stratigraphie sommaire du bassin Franklinien.

(formation Bulleys Lump), restreignant la circulation marine sur l'étendue du plateau intérieur. Les carbonates, l'anhydrite et le gypse feuilletés de la formation Baumann Fiord, du début de l'Ordovicien moyen, se sont déposés, suivis des calcaires marins de la formation Eleanor River. Un bassin évaporitique s'est reformé après le dépôt de la formation Eleanor River. Le sel gemme épais de la formation Bay Fiord est présent dans le sous-sol des îles Bathurst et Melville dans le contexte d'une zone plus étendue de dépôts de gypse et d'anhydrite.

Un milieu marin s'est établi sur presque toute la marge continentale vers la fin de l'Ordovicien et a persisté jusqu'au Dévonien récent. Une accrétion rapide de la marge continentale, dominée par les carbonates, a marqué cette longue période. Les unités de l'Ordovicien comprennent les calcaires marins de la formation Thumb Mountain (atteignant 400 m d'épaisseur et recouvrant les évaporites Bay Fiord sur une grande partie de la plate-forme de l'Arctique) ainsi que les formations Irene Bay

et Allen Bay. Au cours de l'Ordovicien moyen et supérieur, les façonneurs de récifs étaient à l'oeuvre dans le nord-est de l'île Melville, où l'on a décrit des monticules de 30 m de hauteur et de 1500 m de diamètre. On connaît l'existence de monticules semblables sur la plate-forme Hudson.

Les dépôts du Silurien au Dévonien étaient caractérisés par des carbonates de plateaux déposés en eau peu profonde dans le sud et l'est (formations Allen Bay et Cape Storm), qui se fondent vers la mer, dans le milieu plus profond du plateau continental, en carbonates resédimentés en eau profonde (formation Cape Phillips). Le plateau était bordé de récifs (formation «Blue Fiord») sur la lisière d'une pente plongeante et d'un bassin de schistes d'eau profonde, au nord-ouest (formation Kitson). La disposition du faciès a perduré jusqu'au Dévonien récent, conférant une stabilité prolongée au milieu de dépôt. Plusieurs lits très épais de carbonates se sont accumulés en bordure du plateau du début au milieu du Dévonien. L'accumulation de carbonates Bent Horn-Towson Point, exposée sur l'île Melville et pénétrée dans le sous-sol à Bent Horn, a une épaisseur totale de plus de 600 m.

Durant toute cette période, la ceinture de carbonates formait un système discontinu de récifs complexes séparés par des chenaux plus profonds. Ce complexe de récifs s'étendait vers l'est jusqu'à l'île Ellesmere actuelle, où l'on a décrit un récif emsien affleurant (Smith et Stern, 1987). Ce récif mesure 10 km sur 2 km et a 100 m d'épaisseur. Sa dimension se compare à celle du récif Norman Wells, un peu plus récent, dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest.

Le plateau externe, la ceinture de carbonates, la pente et les dépôts bassiniaux du bassin Franklinien se trouvent dans la ceinture de plissement de l'Arctique. Le faciès du plateau intérieur à moyen, et la majeure partie des strates du Cambrien et de l'Ordovicien qui ont été pénétrées, se situent à l'intérieur de la plate-forme de l'Arctique. On note une complexité locale et une interruption de la sédimentation de carbonates dans le voisinage de la voûte Boothia, où les conglomerats de la formation Peel Sound se sont détachés de la voûte pendant sa principale période de croissance au Silurien.

L'orogénèse ellesmerienne a donné lieu à un influx de sédiments siliciclastiques, de l'est à l'ouest, sur toute l'étendue du plateau de carbonates, à compter du tout début du Dévonien moyen. L'orogénèse ellesmerienne pourrait être liée à des mouvements de plaque qui ont également mis en place un terrain exotique, Pearya, en bordure nord de la région. Pearya a pu constituer une source additionnelle de sédiments quartziques. Ces dépôts forment une pointe massive (leur épaisseur conservée maximale atteint 4 km) qui s'est originalement

épaissie à l'ouest (et de façon distale) vers les côtes modernes de la mer de Beaufort. Les dépôts de la pointe clastique ont cessé lorsque le soulèvement ellesmerien s'est propagé vers l'ouest, ce qui a entraîné l'érosion d'une épaisseur considérable de la pointe clastique et un dépôt répété de sédiments au delà des confins des îles de l'Arctique.

Les strates les plus anciennes attribuées à la pointe clastique sont les clastiques à grain fin de la formation Blackley, qui recouvre les schistes noirs de la formation Kitson. Les strates Blackley ont été déposées au pied d'une pente qui avançait, sur laquelle les siltstones et les schistes de la formation Cape de Bray se sont déposés. Une granulation plus grossière, diachronique et ascendante, caractérise la régression vers l'ouest des systèmes de dépôts de clastiques à gros grain, et la formation Cape de Bray est recouverte des dépôts deltaïques et marins du plateau continental des formations Bird Fiord et Weatherall, qui lui sont aussi latéralement équivalentes. La première incursion de dépôts fluviaux dans le bassin se manifeste dans les grès de la formation Strathcona Fiord de l'île Ellesmere; elle est suivie des dépôts fluviaux entrelacés, beaucoup plus étendus, de la formation Hecla Bay de la fin du Dévonien moyen. Une discordance dessus de la formation Hecla Bay marque la fin de la première de trois régressions au sein de la pointe clastique. La deuxième avance des systèmes deltaïques dans le bassin, au Dévonien récent, a déposé la formation Beverley Inlet sur presque toute l'étendue du bassin (les formations Fram, Hell Gate et Nordstrand Point sont des équivalents proximaux sur l'île Ellesmere). La dernière avance est caractérisée par la formation Parry Islands, qui a de nouveau déposé des faciès fluviaux et de la plaine côtière dans tout le bassin. La succession stratigraphique accuse une lacune au-dessus de la formation Parry Islands, et elle s'étend de la toute fin du Dévonien au tout début du Carbonifère. Cet hiatus marque la fin des dépôts dans le bassin Franklinien.

Réservoirs

Le champ Bent Horn

Le gisement pétrolifère Bent Horn a été découvert en 1973, grâce au forage du puits Bent Horn N-72. Le réservoir se trouve dans les calcaires récifaux de la formation Blue Fiord. Le champ produit du pétrole à 45° API tiré d'un seul puits (A-02). La découverte se situe dans la zone de transition fortement structurée entre la ceinture de plissement de l'Arctique et le bassin Sverdrup, dans le plus élevé de deux rétrochevauchements orientés vers le nord, lequel est tronçonné et revêtu d'une couverture étanche du côté sud, à la faveur d'une faille normale de 300 m de rejet. Le gisement est confiné à

l'est par un faciès de transition entre des carbonates récifaux et des schistes.

Le gisement Bent Horn est délimité par six puits (y compris celui qui a donné lieu à la découverte). On a récupéré du pétrole dans deux puits, un autre a donné un indice de pétrole et trois autres étaient secs. Seul le puits A-02 a pénétré une zone pétrolifère dans la nappe de chevauchement et c'est le seul qui puisse être exploité. Il a une capacité de 5300 barils par jour, avec un débit d'eau minimal. Les puits F-72 et N-72 sont passés à côté du nez du chevauchement supérieur, mais ont repéré du pétrole au pied de la paroi du chevauchement. Les essais de production indiquent que le puits N-72 a une capacité limitée. Un forage latéral subséquent du puits F-72, qui visait à intercepter la nappe de chevauchement supérieure, n'a traversé aucune zone poreuse.

Le forage a montré que les calcaires Blue Fiord sont généralement serrés, avec une porosité vacuolaire et cavernueuse locale. Les fractures rehaussent la perméabilité, mais elles paraissent très locales. Le champ possède une poussée d'eau active. Il se limite à la nappe de chevauchement supérieure et l'étendue de celle-ci est incertaine. Exploité depuis 1985, le puits a produit 321 469 m³ de pétrole jusqu'à la fin de 1993. Le type de porosité et le cadre structural complexe rendent difficile l'évaluation des réserves et le volume de 1,0 x E6 m³ qu'on a estimé demeure très incertain.

Autres réservoirs potentiels

Les grès basaux du Cambrien sont mal consolidés et ont habituellement une bonne porosité dans les affleurements. Ces grès sont diachroniques et des équivalents plus anciens peuvent être présents en profondeur dans les zones plus distales du bassin Franklinien. Quoiqu'on ait noté une bonne porosité dans les affleurements, elle n'est probablement que passable dans le sous-sol. Les réservoirs du Cambrien des collines Colville, dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest, ont une porosité moyenne de 12 p. 100.

Du Cambrien supérieur à l'Ordovicien, les précurseurs des carbonates de la marge récifale de la formation Blue Fiord n'ont qu'un potentiel modeste de réservoirs. Dans le complexe du plateau Franklinien, ces carbonates ainsi que ceux des monticules beaucoup plus étendus, des récifs dispersés et des carbonates formés en eau peu profonde, sont potentiellement poreux, mais l'élaboration d'une porosité y est probablement rare.

Les grès de la pointe clastique sont des réservoirs potentiels, leur qualité dépendant des faciès de dépôts. La porosité dépasse rarement les 10 p. 100 dans les grès deltaïques et marins des formations Bird Fiord et Weatherall de l'île Melville, mais il se peut que les grès

fluvio-deltaïques plus proximaux présentent des caractéristiques de réservoir supérieures.

Structure, pièges et couvertures étanches

Dans les affleurements de la section des Îles Parry, dans la ceinture de plissement de l'Arctique, on rencontre de vastes plis réguliers. Les sondages sismiques et les études sur le terrain révèlent des structures plus complexes en profondeur, dont les affleurements sont l'expression en surface d'horizons plus récents. De multiples détachements et des nappes de charriage inclinées sont présents dans le sel de l'Ordovicien et dans les intervalles de schistes plus faibles, à l'intérieur des séries dominantes de carbonates. Ces éléments indiquent une complexité structurale progressive qu'on ne saurait déduire uniquement de l'étude des affleurements. Ils augmentent grandement les permutations et donc la probabilité de réservoirs, de couvertures étanches et de roches mères potentielles qui pourraient se trouver dans la ceinture de plissement. La prospection dans la succession franklinienne n'était certes pas fondée sur une interprétation moderne des objectifs structuraux. La perturbation observée dans la ceinture de plissement Canrobert dans le nord-ouest de l'île Melville distincte par l'âge et le style des déformations de la ceinture de plissement des Îles Parry souligne les progrès récents dans la façon de comprendre et d'interpréter la complexité structurale de cette région (voir Harrison, 1991).

Les structures de plus grande amplitude de la ceinture de plissement de l'Arctique sont présentes au sein des zones de carbonates du plateau continental du bassin Franklinien. En direction du bassin (c.-à-d. vers le nord), la structure de la succession à prédominance schisteuse a donné lieu à un plissement en chevrons d'une fréquence beaucoup plus élevée.

Les pièges structuraux dans la ceinture de plissement ont trait, entre autres, à des anticlinaux simples, des anticlinaux de chevauchement, des nappes de sous-chevauchement, des pièges de sel sous-jacents et des blocs faillés dans le sous-bassin. Les horizons schisteux et le sel établissent des couvertures étanches. À l'ouest du 105^e degré de longitude 0, on observe peu d'influence tectonique depuis la fin de l'orogénèse ellesmerienne; il y a donc peu de risque que les couvertures étanches se soient dégradées à la suite d'une réactivation des structures. Tel n'est pas le cas dans la marge du bassin Sverdrup, où des mouvements d'expansion tectonique active, et peut-être des mouvements de rejets horizontaux le long des nombreuses nappes de charriage, ont pu affecter l'intégrité des pièges antérieurs.

Les structures anticlinales, si évidentes dans la ceinture de plissement de l'Arctique, sont absentes de la plate-forme arctique. Les pièges potentiels se rapportent à des failles dans le soubassement et, particulièrement, à des failles associées aux voûtes. Les roches de l'Archéen sont exposées le long de la crête de la voûte Boothia. On croit que cette structure majeure est un chevauchement orienté vers l'ouest et la plupart des structures superficielles connexes ont été relevées le long du flanc ouest. La succession qui va du Cambrien à la fin du Silurien, sur les deux flancs, a plus de 2000 m d'épaisseur au total. Les trois puits forés dans les Îles Prince-de-Galles et Somerset ont exploré les structures des flancs de la voûte Boothia.

Les pièges stratigraphiques ont trait, entre autres, à l'élaboration de récifs le long de la marge de la plate-forme de carbonates. La transition des dépôts du plateau à la pente continentale a engendré une modification de l'ensemble des propriétés géotechniques et donc des perspectives de recherche d'une discordance structurale. Dans ce contexte, il serait à peine étonnant que les découvertes le long du système de la barrière récifale principale révèlent une plus grande complexité structurale faillée. De vastes récifs se sont également élaborés sur la pente maritime du système récifal principal. Les récifs de ce type ont une plus forte tendance à se trouver enveloppés dans des schistes et sont éloignés de la zone de discontinuité structurale de la marge du plateau continental. Des récifs dispersés et des hauts-fonds oolithiques dans les eaux peu profondes du plateau sont probablement communs dans les strates de l'Ordovicien au Dévonien moyen de la plate-forme de l'Arctique.

Roches mères

Quoique les roches mères potentielles soient inhabituelles dans l'épaisse succession de carbonates du Paléozoïque, on en a repéré quelques-unes. Les schistes noirs de la formation Cape Phillips de l'Ordovicien supérieur et de la formation Kitson du Dévonien inférieur ont un indice de COT de 3 à 5 p. 100 et une forte teneur en gaz. La source du pétrole à Bent Horn est inconnue, mais des indications circonstancielles suggèrent qu'elle serait issue de schistes enveloppants de la formation Cape Phillips.

Dans la pointe clastique du Dévonien moyen au Dévonien supérieur, les schistes des formations Weatherall, Bird Fiord, Blackley et Cape de Bray sont des roches mères potentielles. Les niveaux de maturité dans ces horizons augmentent jusqu'à atteindre la surmaturité vers l'ouest; c'est le résultat d'un enfouissement profond sous les sédiments de la pointe clastique, ultérieurement érodée. La pointe clastique est également susceptible de générer du gaz.

Potentiel

Trois systèmes pétroliers peuvent être présents dans le bassin Franklinien: tous sont sous-explorés et ils incorporent plusieurs zones prospectives distinctes. Le potentiel varie de passable (du Cambrien au Silurien) à bon (carbonates du début au milieu du Dévonien et clastiques du milieu à la fin du Dévonien). Une seule zone est en fait prouvée - la découverte Bent Horn : le reste demeure hypothétique, quoique des indices d'hydrocarbures et une géologie prometteuse laissent entrevoir des possibilités.

Système pétrolier 1. *Du Cambrien basal à l'Ordovicien inférieur (faciès de réservoirs de grès et de carbonates et faciès de roches mères apparentées).*

Les carbonates de l'Ordovicien inférieur dans des structures sous-jacentes au sel Bay Fiord forment une zone prospective pour le gaz compte tenu du niveau élevé de maturité de toute roche mère communicante. La couverture étanche sous forme de sel gemme de la formation Bay Fiord est confinée aux Îles Melville et Bathurst. Un manque de porosité et l'absence de roches mères surmatures sont les principaux risques de ces complexes, quoique la perspective d'étanchéité et de préservation des accumulations sous la masse de sel soit favorable.

Les grès du Cambrien forment une importante roche réservoir de la plate-forme intérieure des collines Colville et pourraient manifester des caractéristiques de réservoir semblables dans l'ensemble de la plate-forme de l'Arctique. Toutefois, l'absence, dans la stratigraphie cambrienne de la plate-forme, d'un bassin de sel étendu recouvrant le réservoir, réduit la probabilité que les grès du Cambrien soient protégés par une couverture étanche. Les pièges sont tout probablement des débordements et des pincements recouvrant la discordance basale du Cambrien. De tels pièges sont en bonne position pour intercepter les hydrocarbures qui migrent vers le haut des pentes depuis les couches plus profondes du bassin.

Système pétrolier 2. *De l'Ordovicien supérieur au Dévonien moyen (accumulations de carbonates et faciès de roches mères apparentées).*

À ce jour, les forages n'ont rencontré que des roches imperméables et n'ont récupéré que de l'eau des carbonates de l'Ordovicien supérieur (par exemple, la formation Thumb Mountain) dans les anticlinaux et les plaques de chevauchement de l'Ellesmerien. Cependant, une élaboration de porosité reste toujours possible et celle-ci, alliée à des taches de pétrole et à des indices de gaz ainsi qu'à la proximité de roches mères, indique que

les structures non forcées conservent un certain potentiel, probablement de gaz.

La marge du plateau du Silurien au Dévonien moyen et les accumulations isolées de carbonates sur la partie supérieure de la pente offrent le meilleur potentiel de découverte d'hydrocarbures dans les strates du Paléozoïque inférieur. Les accumulations récifales semblent relativement fréquentes dans ce complexe. La porosité est présente quoiqu'elle soit localement obstruée par le bitume. Le gisement Bent Horn laisse espérer qu'il existe des roches mères pétrolières dans le faciès contemporain à l'écart des récifs. Ce complexe offre un potentiel de champ pétrolifère majeur.

Système pétrolier 3. *Pointe clastique du Dévonien supérieur (grès et roches mères apparentées).*

On a recueilli des indices de gaz dans le puits Winter Harbour et des taches de pétrole dans les affleurements ainsi que dans quelques échantillons de forage, qui sont issus de la pointe clastique du Dévonien supérieur. Les roches réservoirs potentielles sont stratigraphiquement proches des roches mères tant dans la pointe clastique que dans les roches mères qui se trouvent près de la base de la succession Sverdrup qui les recouvre. Les niveaux de maturation sont généralement favorables. Les objectifs de forage comprennent des anticlinaux et des nappes de chevauchement faillées dans la ceinture de plissement de l'Arctique et aussi le long de la marge du bassin Sverdrup.

L'exploration future se concentrera probablement sur les perspectives pétrolières des complexes récifaux le long de la marge de carbonates, particulièrement dans le voisinage immédiat de l'interface structurale entre la ceinture de plissement de l'Arctique et le bassin Sverdrup. Les structures majeures de la ceinture de plissement de l'Arctique comprennent des grès de la pointe clastique, qui forment un milieu propice tant pétrolier que gazier. Il existe un bon potentiel de trouver des gisements majeurs de pétrole et de gaz.

Lectures de base et références

Embry, A.F. 1991. Chapitre 10 : Prisme de sédiments clastiques du Dévonien moyen à supérieur dans les Îles de l'Arctique. Dans *Géologie de l'orogène innuitien et de la plate-forme de l'Arctique au Canada et au Groenland*, H.P. Trettin (éd.). Commission géologique du Canada, La géologie du Canada, no. 3 (et Geological Society of America, The Geology of North America, v. E), p. 263-279.

Harrison, J.C. Fox, F.G., and Okulitch, A.V. 1991.

Géologie de l'orogène innuitien et de la plate-forme de l'Arctique au Canada et au Groenland, H.P. Trettin (éd.). Commission géologique du Canada, La géologie du Canada, no. 3 (et Geological Society of America, The Geology of North America, v. E), p. 321-336.

Mayer, U. 1980. Stratigraphy and Correlation of Lower Paleozoic Formations, Subsurface Bathurst Island and Adjacent Smaller Islands, Canadian Arctic Archipelago. Commission géologique du Canada, Bulletin 306, 52 p.

Smith, G.P. and Stern, C.W. 1987. Anatomy and Evolution of a Lower Devonian Reef Complex, Ellesmere Island, Arctic Canada. Bulletin of Petroleum Geology, v. 35, p. 251-262.

Trettin, HJ, Mayr, U., Long, G.D.F., Packard, J.J., 1991.

Chapitre 8: Formation du bassin, sédimentation et volcanisme dans l'archipel Arctique, du Cambrien au Dévonien inférieur. Géologie de l'orogène innuitien et de la plate-forme de l'Arctique au Canada et au Groenland, H.P. Trettin (éd.). Commission géologique du Canada, La géologie du Canada, no. 3 (et Geological Society of America, The Geology of North America, v. E), p. 163-238.

LA POINTE DU SOCLE CONTINENTAL DE L'ARCTIQUE

Âge	Du Crétacé au Récent
Profondeur des zones visées	?
Épaisseur maximale du bassin	12 km
Indices d'hydrocarbures	?
Ressources découvertes	Aucune
Type de bassin	Marge passive
Cadre des dépôts	Plateau continental transitionnel à marin et bassin océanique
Réservoirs	Grès fluvio-deltaïques turbidites(?)
Structure régionale	Faïlles d'expansion; blocs faillés ayant subi une rotation
Couvertures étanches	Schistes marins (?)
Roches mères	Inconnues
Profondeur de la fenêtre	>3000 m
Nombre de puits au total	10 puits ont vérifié divers sites de la marge proximale sur la terre ferme, le long de la marge Sverdrup

On sait que la pointe du socle continental de l'Arctique contient d'épaisses accumulations de sédiments. Des études de réfraction sismique sur le plateau continental de l'Arctique, au nord de l'île Axel Heiberg, révèlent la présence d'une épaisse (10 km) succession sédimentaire déformée sur le plateau externe. Les profils de réflexion sismique obtenus dans le sillage de l'île De Glace manifestent la présence d'une pointe de strates sédimentaires faillées (2 km) sur le plateau interne, à l'ouest de l'île Axel Heiberg.

La pointe comprend des séries du Crétacé supérieur et du Paléogène qui sont apparentées à des séries pétrolifères et gazifères du sud de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. La formation Eureka Sound, où

dominent les dépôts fluviaux dans les affleurements des îles de l'Arctique, pourrait avoir des équivalents distaux deltaïques et marins qui pourraient receler des roches réservoirs et des roches mères. Celles-ci pourraient être enfouies assez profondément pour atteindre la maturité, sous une épaisse pointe de grès mal consolidés de la formation Beaufort, déposés par-dessus la discordance circum-Beaufort au début du Miocène.

Toutefois, l'éloignement géographique et la vaste proportion du bassin qui se trouve sous la banquise mouvante de l'océan Arctique excluent la région d'une éventuelle exploitation économique dans un avenir prévisible.