

LA PLAINE DU MACKENZIE

Âge	Du Protérozoïque au début du Crétacé
Profondeur des zones visées	De 500 à 4500 m
Épaisseur maximale du bassin	Formations du Crétacé et plus récentes - 3000 m
Indices d'hydrocarbures	Indices souterrains de pétrole et de gaz dans des roches du Dévonien au Crétacé, suintements superficiels de pétrole
Première découverte	1920 (Northwest Discovery No. 1; formation Kee Scarp du Dévonien moyen - pétrole)
Ressources découvertes	Gaz: (indices de gaz) Pétrole : Norman Wells (37,5 x E6 m ³ : 235 millions de barils récupérables)
Production	Gaz : (néant) Pétrole : 18 x E6 m ³
Type de bassin	Bassin d'avant-pays du Crétacé au Tertiaire recouvrant une marge continentale du Paléozoïque
Cadre des dépôts	Plateau continental avec dépôt de carbonates en eau peu profonde (début du Paléozoïque); plateau continental avec dépôt de clastiques (fin du Dévonien); dépôts fluviaux/marins (du Crétacé au Tertiaire)
Réservoirs	Carbonates du Dévonien moyen, potentiellement des carbonates de l'Ordovicien et du Silurien, grès du Crétacé
Structure régionale	Formation monoclinale s'enfonçant vers l'ouest, avec soulèvements et chevauchements à l'ouest. Structures de soulèvement et de retrait liées au sel. Zones bien définies de failles verticales de décrochement. Détachements profonds de chevauchement
Couvertures étanches	Schistes épais du Dévonien; schistes du Crétacé
Roches mères	Schistes matures du Dévonien (potentiellement pétrolifères); schistes du Crétacé inférieur (potentiellement pétrolifères)
Profondeur des fenêtres	Dévonien - en surface de pétrole et de gaz Crétacé - ?1000 m
Nombre de puits au total	76 (de prospection; 345 de développement à Norman Wells)
Sondages sismique	Superficie adéquate
Pipelines	Pipeline pétrolier Norman Wells jusqu'à Zama (Alberta)

(Plaine inondable peu accidentée, recouverte de forêts, bordée par des montagnes hérissées. L'accès du matériel lourd est facilité par des barges sur le fleuve Mackenzie ou par des chemins d'hiver. Concentration de population et centres de services à Norman Wells et à Fort Norman. Main d'oeuvre et entrepreneurs compétents disponibles localement.)

Relativement bien explorée dans la perspective d'un deuxième champ pétrolifère de type Norman Wells, la plaine du Mackenzie se situe dans la zone moyenne de la vallée du Mackenzie, au nord et au sud de Norman Wells. Quoique l'exploration ait été axée sur la découverte de nouveaux dépôts semblables à ceux de Norman Wells, il existe d'autres zones prospectives, particulièrement dans des grès du Crétacé qui s'entrecroisent avec des roches mères susceptibles de générer du pétrole. Une structuration très élaborée diversifie grandement la maturité des roches mères et juxtapose différents réservoirs potentiels de clastiques et de carbonates. La probabilité de faire de nouvelles découvertes dans ce secteur est tantôt modérée, tantôt forte. L'étendue des dépôts laisse espérer la découverte d'une gamme d'hydrocarbures, dont des pétroles lourds à légers, et probablement du gaz dans les parties les plus profondes du bassin. La région est voisine d'un pipeline existant et d'un centre de services.

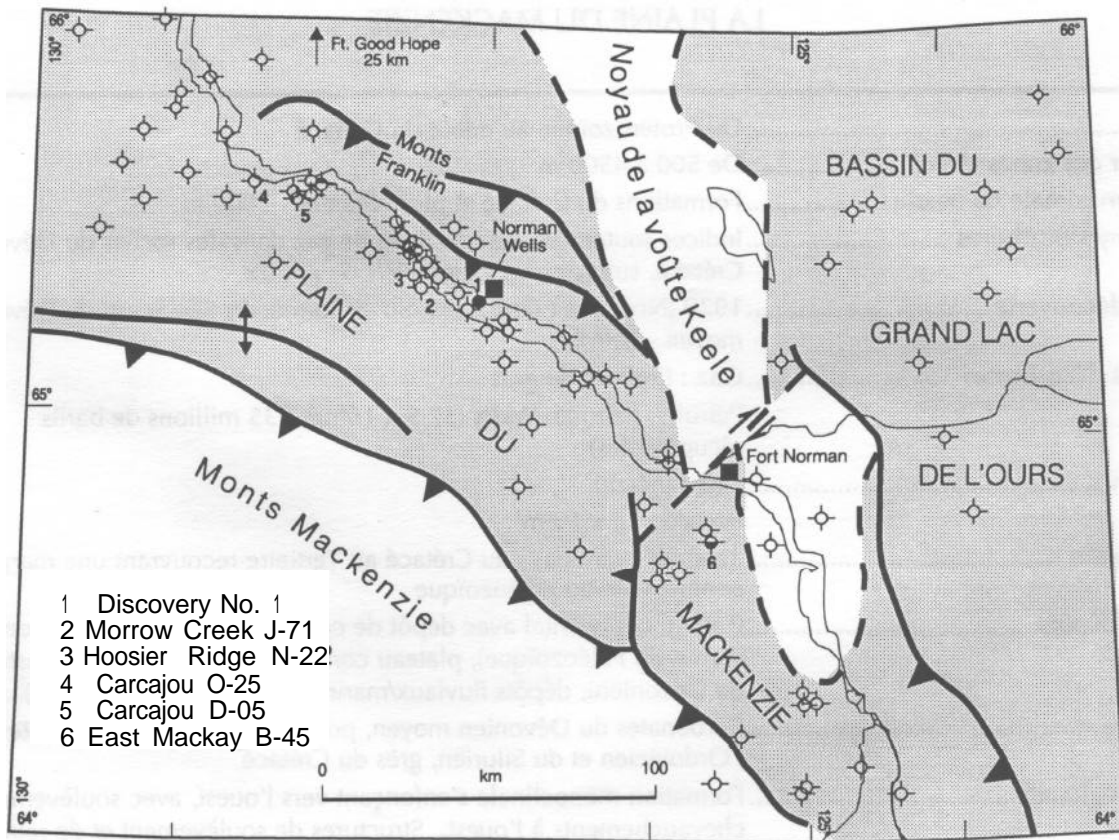


Figure 13. Caractéristiques géologiques et géographiques de la plaine du Mackenzie et des régions adjacentes.

Cadre géologique (Fig. 14)

La plaine du Mackenzie recouvre la partie sud de l'auge Peel entre la voûte de la Cordillère (monts Mackenzie) à l'ouest et le flanc de la voûte Keele (monts Franklin) à l'est. Une pointe de strates dont l'âge s'étend du Crétacé au Tertiaire et qui s'épaissit vers l'ouest, recouvre un vaste synclinal du Paléozoïque inférieur dont un bras s'enfonce doucement vers l'est et l'autre bras s'enfonce en pente plus raide vers l'ouest, et qui s'élève dans un affleurement en bordure de la chaîne des monts Mackenzie. Des strates du Paléozoïque inférieur, qui émergent pour former les monts Franklin, bordent l'auge Peel à l'est. L'auge s'élargit vers le nord-ouest là où les monts Mackenzie prennent un tournant vers l'ouest. La ceinture de plissement du Mackenzie dans ce secteur nord s'étend sous la plaine du Mackenzie. Vers le sud, l'auge se rétrécit de plus en plus alors que l'arche de Keele se termine en bordure des monts Mackenzie à environ 64^e de latitude N. Toute la région a subi des compressions tectoniques qui s'expriment en vagues de plissements (particulièrement dans le nord), en détachements de stratification parallèle (sous la plaine du Mackenzie) et en failles de chevauchement qui affleurent dans les monts Franklin.

Historique de l'exploration (Fig. 15)

Les suintements de pétrole sur les rives du fleuve Mackenzie ont longtemps été utilisés par la nation des Dénés. Alexander Mackenzie les a notés lors de sa descente du fleuve en 1789. Les suintements à Norman Wells ont d'abord provoqué un intérêt commercial en 1891 lorsqu'on les a signalés à J.K. Cornwall de la Northern Trading Co. En 1919, Imperial Oil Co. acquérait les concessions de Norman Wells et, l'année suivante, elle forait le puits Northwest Discovery No. 1. Les forages de délimitation subséquents ont indiqué une réserve de $37,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ (235 millions de barils) de pétrole récupérable, emmagasiné dans le flanc ascendant du récif Kee Scarp du Dévonien moyen à moins de 600 m de la surface.

Au début des années 40, le projet Canol prévoyait la construction d'un pipeline de Norman Wells à une raffinerie située à Whitehorse (Territoire du Yukon) pour appuyer l'effort de guerre sur le front du Pacifique. Le débit du pipeline a connu un sommet de 700 m^3 (4400 barils) par jour, mais l'exploitation a cessé après la guerre et le pipeline a été démantelé. L'exploitation d'après guerre alimentait la raffinerie de Norman Wells, qui

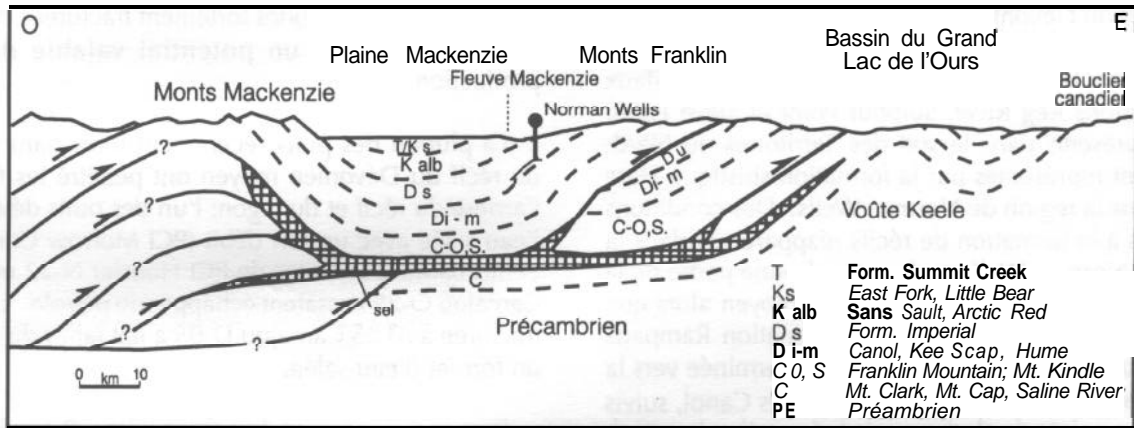


Figure 14. Coupe transversale schématique de la plaine du Mackenzie.

traitait, en moyenne, 425 m³ (2675 barils) par jour pour la consommation des populations du Nord. Au début des années 80, on a amorcé une expansion majeure du champ Norman Wells. La construction d'un pipeline de 305 mm (12") jusqu'à Zama (Alberta), terminée en 1986, a permis à ce champ de devenir l'un des plus productifs de tout le Canada.

Les activités d'exploration se sont accentuées à la fin des années 60 et dans les années 70 et 76 puits exploratoires au total ont été forés dans la plaine du Mackenzie, la plupart regroupés dans un corridor étroit près du fleuve. Vers l'est et vers l'ouest, l'exploration s'est faite plus rare. Au début et jusqu'au milieu des années 80, l'exploration s'est focalisée sur le complexe récifal du Dévonien moyen au nord-ouest de Norman Wells, mais elle a décliné vers la fin de la décennie parce qu'on a suspendu l'émission de permis d'exploitation des terres pendant la négociation des revendications territoriales. Le forage restreint de la fin des années 80 s'est concentré dans la région qui est au sud de Fort Good Hope et dans la plaine du Mackenzie au sud-ouest de Fort Norman. En 1994, le gouvernement du Canada émettait une demande de désignations qui englobait la plaine du Mackenzie et qui pouvait présager une reprise de l'exploration.

On a effectué des sondages sismiques sur une grille de reconnaissance couvrant toute l'étendue de la formation Kee Scarp dans le voisinage de Norman Wells. Vers le nord-ouest et vers le sud de Fort Norman, les programmes de sondages sismiques se sont faits plus rares. On n'a réalisé, dans la région, qu'un seul programme de sondages sismiques tridimensionnels (à Norman Wells).

Stratigraphie (Fig. 16)

Une section de clastiques basaux du Cambrien recouvre des roches protérozoïques dans toute les région à une

profondeur considérable dans l'auge Peel - mais qui remontent pour affleurer dans l'est de la région. Les grès de la formation Mount Clark sont gazéifères dans les collines Colville au nord-est et ils existent probablement en profondeur sous la plaine du Mackenzie. Les apports du Cambrien ont culminé dans des dépôts d'évaporites formation Saline River et ils ont été suivis de vastes dépôts de carbonates pendant le reste du Paléozoïque ancien.

La plate-forme de carbonates du Paléozoïque inférieur dans les Territoires du Nord-Ouest comprend les formations Franklin Mountains de l'Ordovicien et Mount Kindle du Silurien, recouvertes par la plate-forme de

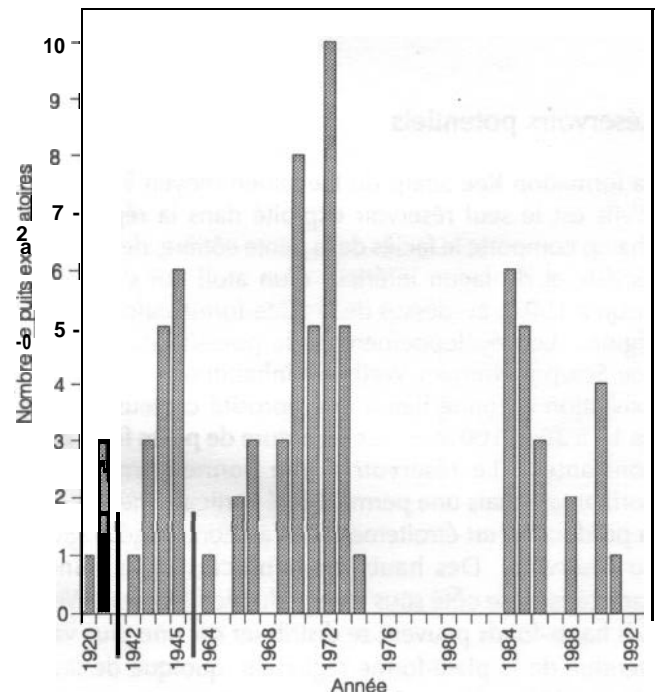


Figure 15. Historique de forage, plaine du Mackenzie.

carbonates du Dévonien inférieur et les récifs et le faciès d'évaporites qui y sont associés - les formations Bear Rock, Arnica, Landry et Hume. Les carbonates récifaux des formations Keg River, Sulphur Point et Slave Point, qui sont présents dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, sont représentés par la formation shistique Hare Indian dans la région de Norman Wells. Des conditions favorables à la formation de récifs réapparurent dans la région de Norman Wells et dans une bonne partie de la région de Sahtu pendant le Dévonien moyen alors que se sont accumulés les récifs de la formation Ramparts (Kee Scarp). L'évolution des récifs s'est terminée vers la fin du Dévonien par les dépôts schistiques Canol, suivis de l'épaisse pointe de clastiques de la formation Imperial. La formation Jungle Ridge est une mince couche calcaire qui marque un hiatus dans les apports de clastiques dans le bassin, vers le milieu de la formation Imperial.

Les strates de l'Albien et du Crétacé supérieur sont conservées en grande partie et recouvrent la formation Imperial par dessus une discordance majeure. Les grès qui offrent un potentiel de réservoir sont les formations Slater River, Little Bear et East Fork. Des structures cliniformes que révèlent les sondages sismiques dans certaines unités trahissent les influx deltaïques locaux. La formation Summit Creek du Tertiaire inférieur est conservée localement dans le voisinage de Fort Norman. Les contours des dépôts du Crétacé ont pu subir l'influence d'une structuration synchrone des dépôts, reliée à des déplacements restreints du sel de la formation Saline River.

Les strates permo-triasiques, jurassiques et pré-albiennes sont absentes de cette région.

Réservoirs potentiels

La formation Kee Scarp du Dévonien moyen à Norman Wells est le seul réservoir exploité dans la région. Le champ comporte le faciès de la pente côtière, de la marge récifale et du lagon intérieur d'un atoll qui s'est élevé jusqu'à 150 m au-dessus de la plate-forme calcaire de la région. Le développement de la porosité du réservoir Kee Scarp à Norman Wells est inhabituelle. La micro-lxiviation a donné lieu à une porosité crayeuse qui va de 12 à 20 p. 100 avec des ouvertures de pores fines mais constantes. Le réservoir a une bonne perméabilité horizontale mais une perméabilité verticale médiocre et la production est étroitement liée au zonage géologique du réservoir. Des hauts-fonds bioclastiques minces caractérisent le côté sous le vent du récif Norman Wells. Ces hauts-fonds peuvent se distribuer sur une plus vaste étendue de la plate-forme régionale, quoique de façon discontinue, et peuvent se comparer aux grès bioclastiques dispersés qu'on retrouve immédiatement au-dessus du récif et sous le schiste Canol - le grès

Charrue. Dans les zones fortement fracturées, le schiste Canol a toutefois un potentiel valable de faible production.

La plupart des puits récemment forés dans le faciès du récif du Dévonien moyen ont pénétré les faciès de l'arrière du récif et du lagon; l'un des puits déversait de l'eau salée avec un fort débit (PCI Morrow Creek J-71), et des carottes extraites de PCI Hoosier N-22 et d'AT&S Carcajou O-25 laissaient échapper du pétrole. Une zone fracturée à AT&S Carcajou D-05 a fait jaillir du gaz avec un fort jet d'eau salée.

Les carbonates et les évaporites Bear Rock du Dévonien inférieur sont très répandus dans la plaine du Mackenzie. Les dépôts souterrains de la formation Bear Rock ont ordinairement une porosité cavernueuse. On a signalé des traces de pétrole mineures dans la formation Bear Rock près de la transition qui se produit à l'ouest entre les anhydrites et les carbonates. Toutes les zones poreuses qui ont fait l'objet de sondages à ce jour ont déversé de l'eau, mais cette unité peut se révéler un excellent réservoir si elle est isolée de l'aquifère régional. D'autres formations du Dévonien inférieur sont également des réservoirs potentiels - soit dans une porosité vacuolaire élaborée dans les carbonates de la plate-forme, soit localement dans des récifs à pinacles s'élevant de la plate-forme Hume. En exemple de ces récifs peu profonds et bréchés s'est révélé à l'occasion du forage du puits Atlantic Col Car Manitou Lake L-61, près de Fort Good Hope.

A Candel East Mackay B-45 on a récupéré dans le tuyau du pétrole à 20° API provenant de cherts fracturés de la formation Franklin Mountain (Cambrien supérieur-Ordovicien). Il y a un bon potentiel d'élaboration de réservoirs fracturés dans les structures Laramide contenant des unités cassantes du Paléozoïque inférieur. Il est également possible de trouver des réservoirs clastiques plus profonds dans le Cambrien sous-jacent à la formation Saline River mais, s'ils sont semblables aux réservoirs de la formation Colville Hills, leur porosité ne pourrait guère dépasser 12 p. 100.

Structure, pièges et couvertures étanches

La déformation Laramide de la marge paléozoïque, légèrement déformée antérieurement, a donné lieu à divers plissements, chevauchements et structures de failles verticales de décrochement qui sont tous locaux et séparés par des zones où la déformation demeure minimale. La superficie et le genre de déformation sont liés à la distribution du sel de la formation Saline River qui forme un horizon de décollement majeur. Un détachement de stratification parallèle et une translation vers l'est de larges panneaux de strates post-cambriennes

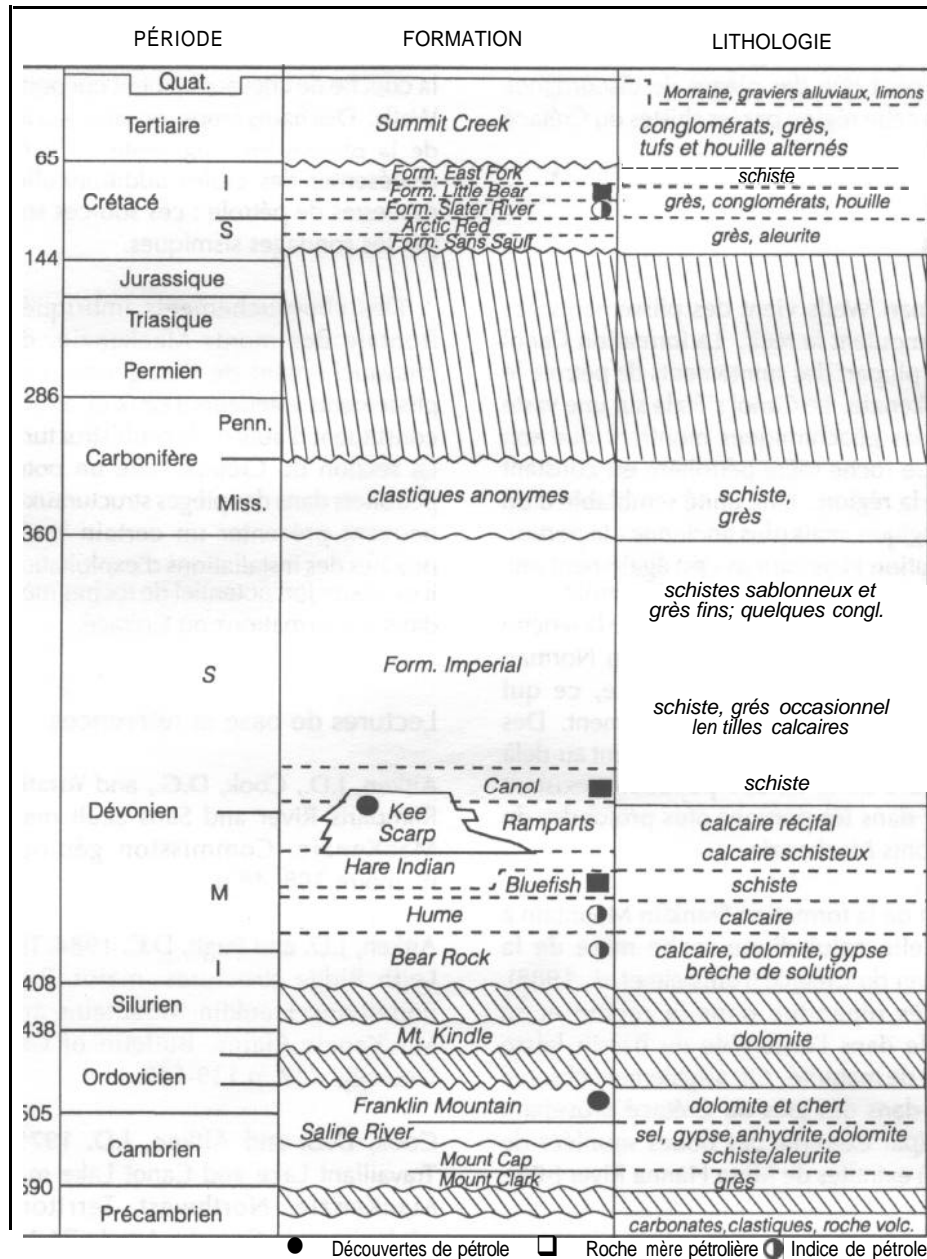


Figure 16. Tableau des formations, région de la plaine du Mackenzie.

se voient dans des chevauchements évidents à l'est de la chaîne Norman.

Des plis de grande amplitude reliés à un détachement très profond apparaissent dans les monts Mackenzie qui bordent l'ouest de la région. Ces structures s'étendent sous la plaine du Mackenzie au nord; par exemple, à l'anticlinal de la formation Imperial. Dans le centre de la vallée, à l'ouest et au sud-ouest de Norman Wells, l'inclinaison régionale s'oriente vers l'ouest. Plus près des monts Mackenzie, l'inclinaison s'inverse au-dessus d'une zone triangulaire profonde où s'imbriquent des panneaux de chevauchement.

Au sud de Norman Wells, apparaît une discordance majeure dans l'alignement des chaînes de montagnes et du cours du fleuve. Cette discordance marque une zone de failles verticales de décrochement qui croisent obliquement l'axe de plissement des monts Mackenzie et Franklin vers le bras Smith du Grand Lac de l'Ours (la structure Fort Norman d'Aitken et Pugh, 1984). Des plissements de chevauchement sont reliés à ce système de décrochement, qui suit l'orientation du système de failles d'expansion antérieur au Crétacé. La déformation structurale dans la région subit l'influence du sel du Cambrien : il y a des structures de soulèvements et d'affaissements liées à des retraits, mais on n'a noté aucun diapir.

Les strates du Paléozoïque inférieur sont tournées vers le haut et sont tronquées le long du flanc ouest de la voûte Keele. Il se peut que des pièges de discordance aient été créés dans cette région par les shistes du Crétacé qui la recouvrent.

Les roches mères

Le pétrole de Norman Wells vient des plissements des schistes Canol qui moulent le récif. La formation Canol est à l'origine de la plupart des suintements de pétrole le long du fleuve Mackenzie. Le Canol s'étale sur une vaste étendue et les études géochimiques montrent que son potentiel en tant que roche mère pétrolière est constant dans presque toute la région. Une unité semblable d'un point de vue lithologique, mais plus ancienne - la portion Bluefish de la formation Hare Indian - est également une roche mère riche, susceptible de receler du pétrole. Ces deux roches mères sont tout juste à l'intérieur de la fenêtre pétrolière, à la profondeur actuelle du champ Norman Wells, quoique le pétrole soit plus mature, ce qui indiquerait une source enfouie plus profondément. Des niveaux de maturation plus élevés, probablement au-delà de la limite inférieure de la fenêtre pétrolière, existent vraisemblablement dans les portions plus profondes du bassin, près des monts Mackenzie.

Le pétrole extrait de la formation Franklin Mountain à East Mackay rappelle celui d'une roche mère de la formation Slater River du Crétacé (Feinstein et al., 1988). Cette unité est très répandue dans la région et sa profondeur variable dans l'ensemble du bassin laisse entrevoir un spectre de maturité. On a également observé des taches d'huile dans des grès du Crétacé provenant de plusieurs puits (par exemple des boues souillées de pétrole (25-30° API) extraites de Mesa Hanna River J-05).

Potentiel

De vastes déploiements récifaux au nord de Norman Wells ont été partiellement délimités par les sondages sismiques et les forages. Le potentiel d'exploration de ces zones pour y trouver des gisements du type Norman Wells a été résumé par G.K. Williams (1986). On pourrait encore découvrir des gisements pétrolifères le long de la lisière ascendante des masses récifales et dans le cadre de l'architecture complexe du récif, où coïncident la formation de roches mères et de couvertures étanches et l'apparition de la porosité. La proximité de la zone d'affleurement dans les monts Franklin, reliés à l'apparition de brèches dans les réservoirs et à la biodégradation des pétroles, et à la distribution variable de la porosité, sont les risques majeurs qui menacent le succès des entreprises prospectives.

Dans le voisinage de la chaîne Norman, la section prometteuse du Dévonien moyen pourrait se répéter sous la couche de chevauchement qui porte le champ Norman Wells. Des hauts fonds récifaux peu accidentés au-dessus de la plate-forme régionale de carbonates pourraient représenter des cibles additionnelles d'accumulations modestes de pétrole : ces sources sont à peine décelées par les sondages sismiques.

Des chevauchements imbriqués près de la zone frontale des monts Mackenzie, des plissements de chevauchement de l'orogénèse Laramide et d'autres plissements antérieurs à ceux-ci, ainsi que des blocs faillés constituent d'autres objectifs structuraux moins explorés. La section du Crétacé offre un potentiel de gisements pétroliers dans des pièges structuraux-stratigraphiques qui peuvent présenter un certain intérêt puisqu'ils sont proches des installations d'exploitation de Norman Wells. Il existe un fort potentiel de roches mères de bonne qualité dans les formations du Crétacé.

Lectures de base et références

Aitken, J.D., Cook, D.G., and Yorath, C.J. 1982. Upper Ramparts River and Sans Sault map areas, District of MacKenzie. Commission géologique du Canada, mémoire 388, 48 p.

Aitken, J.D. and Pugh, D.C. 1984. The Fort Norman and Leith Ridge structures: major, Buried, Precambrian underlying Franklin Mountains and Great Bear and MacKenzie Plains. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v.32, p.139-146.

Cook, D.G. and Aitken, J.D. 1975. Ontaratue Lake, Travillant Lake and Canot Lake map areas, District of MacKenzie, Northwest Territories. Commission géologique du Canada, Article 74-I 7.

Dixon J. 1994. Subsurface correlation of Cretaceous and tertiary strata in the MacKenzie and Great Bear Plains, Northwest Territories. Commission géologique du Canada, dossier ouvert (traduction non disponible).

Feinstein, S., Brooks, P.W., Fowler, M.G., Snowdon, L.R. and Williams, G.K. 1988. Families of oils and source rocks in the central MacKenzie corridor: a geochemical oil-oil and oil-source rock correlation. In Sequences, Stratigraphy, Sedimentology: Surface and Subsurface, D.P. James and D.A. Leckie (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 15, p. 543-552.

Gabielse, H. and Yorath, C. J. 1991, Géologie de l'orogène de la cordillère au Canada, Géologie du Canada no. 4. Commission géologique du Canada v. G-2,91 5 p.

Snowdon, L.R. 1990. Rock-eval/Toc Data for 55 Northwest and Yukon Territories Wells (60°-69° N). Commission géologique du Canada, dossier ouvert. Version anglaise disponible sur disquette.

Williams, G.K. 1986. Kee Scarp play, Norman Wells area, N.W.T. Commission géologique du Canada, dossier ouvert 1228, (5 cartes, 5p).

Yorath, C.J. and Cook, D.G. 1981 . Cretaceous and Tertiary Stratigraphy and paleogeography. Northern interior Plains, District of MacKenzie. Commission géologique du Canada, mémoire 398, 76 p.

