

les schistes Horn River et Besa River. Veuillez noter que la nomenclature des formations de la région est souvent un mélange de noms provenant de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Nord.

La sédimentation de carbonates a repris par intermittence au cours du Dévonien récent, déposant les calcaires Jean Marie, Tetcho et Kotcho. Dans chaque cas, les carbonates denses du plateau continental prédominent. La formation Jean Marie est caractérisée par des monticules récifaux le long de la lisière ouest des dépôts : cette particularité est bien définie en Colombie-Britannique et elle s'oriente vers le nord à travers la saillie Arrowhead jusque dans les Territoires du Nord-Ouest.

La succession de carbonates et de schistes du Mississippien se compare à celle de l'Alberta (formations Pekisko, Debolt et Flett). Des clastiques (formation Mattson) recouvrent ces dépôts dans la partie ouest de la région. Le grès Fantasque du Permien (= Belloy) recouvre le Mississippien, dans la discordance, dans l'angle sud-ouest de la région cartographiée. Une discordance majeure sépare le Permien des grès et des schistes du Crétacé qui le recouvre.

Réservoirs potentiels

Les formations Nahanni et Arnica sont des carbonates denses du plateau continental. La dolomite Manetoe est un faciès diagénique - un équivalent dolomitique d'origine hydrothermique de ces formations - et il est le principal réservoir des contreforts. La porosité moyenne des réservoirs dolomitiques n'est que de 3,5 p. 100 et leur perméabilité varie en moyenne de 7 mD à 200 mD. La perméabilité est accentuée par les fractures. Une injection active d'eau assure une exploitation efficace dans les champs Pointed Mountain et Kotaneelee. À Bovie Lake, à l'extrême est des structures des contreforts, on a observé une porosité supérieure (jusqu'à 6 p. 100).

Parmi les découvertes des contreforts, La Biche fait exception. Le réservoir est constitué de lentilles de siltstone poreuse que pénètrent des langues de calcaire. Le siltstone a une porosité moyenne de 18 p. 100 et une bonne perméabilité horizontale.

La bordure de la barrière Presqu'île de Slave Point est un réservoir gazéifère valable. La porosité moyenne est de 7 p. 100 dans un calcaire discontinu, lessivé et minéralisé à Celibeta et Netla respectivement. Les calcaires et les dolomites du banc interne de Slave Point, Sulphur Point et Keg River se sont jusqu'ici révélés de meilleurs réservoirs avec une porosité moyenne de 9 p. 100 (15 p. 100 au maximum) et une perméabilité de 7 mD (atteignant 200 mD). Paramount Resources Ltd a

rapporté des débits pétroliers de 25,4 m³/j du puits Cameron M-73 de Slave Point (Daily Oil Bulletin, 17 juin 1993).

Les réservoirs de dolomite de Keg River derrière la barrière Presqu'île ont une porosité vacuolaire moyenne de 4 p. 100, la porosité et la perméabilité réelles étant accentuées par des fractures près des zones faillées réactivées. Les pinacles et les récifs discontinus du plateau Horn ne se sont pas transformés en dolomite et demeurent plutôt denses, quoiqu'on ait noté de façon certaine une porosité de 6 p. 100 et une perméabilité acceptable dans ces roches, au puits Mink Lake I-38. La plate-forme Lonely Bay comprend aussi une zone dolomitique qui manifeste une bonne porosité dans ce puits.

Les réservoirs de carbonates du Dévonien supérieur ont une faible porosité et une production médiocre dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les zones poreuses des formations Jean Marie, Kotcho et Tetcho possèdent peut-être de meilleures caractéristiques de réservoir que les zones faillées de la ceinture structurale Liard-Celibeta.

Les clastiques du Carbonifère au Crétacé ont des caractéristiques de réservoir qu'on peut qualifier de moyennes à excellentes. La porosité des grès basaux du Crétacé dépasse 20 p. 100.

Structure, pièges et couvertures étanches

De beaucoup, les pièges d'hydrocarbures les plus prolifiques de ce bassin se trouvent dans la zone des contreforts à l'ouest. Les carbonates du Dévonien, plissés et charriés pendant l'orogénèse Laramide, forment de vastes pièges relativement peu poreux mais ayant une excellente perméabilité due aux fractures. Le meilleur exemple se trouve dans le champ de gaz Pointed Mountain. Des pièges diagéniques ainsi que structuraux/stratigraphiques se présentent le long d'une zone située sur la limite est des structures orogéniques et la limite ouest de la barrière Presqu'île dans la saillie Arrowhead et au nord de la barrière Presqu'île, dans le sens du «Liard High».

Les zones prospectives Slave Point, Sulphur Point et Keg River, dans l'est de la région, présentent habituellement une combinaison de pièges structuraux (failles normales dominant la topographie du soubassement) et stratigraphiques. La couverture étanche des réservoirs Nahanni et Slave Point se compose des schistes épais des formations Horn River et Besa River. Les accumulations de Sulphur Point sont recouvertes par les schistes Watt Mountain. Les anhydrites Moskeg pourraient créer des pièges dans les dolomites Keg River

sous-jacents. Les contrôles structuraux ont engendré trois réservoirs superposés du Dévonien moyen dans la région pétrolière des collines Cameron, bien que le relief structural devienne plus subtil dans les horizons moins profonds.

Les roches mères

La principale roche mère de ce bassin est formée par les schistes Fort Simpson, Horn River et Besa River, en contact direct avec les réservoirs Nahanni et Slave Point. Le schiste bas1 (Muskwa) est bitumineux et présente la plus haute teneur en carbones organiques. Immature à l'extrême est, le Muskwa est une roche mère pétrolière mature dans le centre de la région et une roche mère gazéifère à l'ouest. Les carbonates Keg River et les évaporites Moskeg sont les roches mères des hydrocarbures Keg River dans le bassin Rainbow en Alberta et peuvent constituer un apport aux réserves Keg River dans le sud des Territoires.

Des roches mères ayant une teneur supérieure en carbone organique total se manifestent dans le Dévonien supérieur, le Mississipien (par ex. la formation Exshaw) et le Crétacé. Ces roches mères sont surmatures dans le bassin Liard, où le pétrole est apparu et a migré dès la fin du Paléozoïque (Morrow et al., 1993). L'apparition subséquente de gaz et le craquage du pétrole migrateur en gaz s'est apparemment poursuivi pendant tout le Mésozoïque, avec des migrations secondaires de gaz dans les accumulations existantes pendant et après la déformation Laramide.

Potentiel

La Commission géologique du Canada a publié une évaluation des ressources gazières du Dévonien dans le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada (Reinson et al., 1993). Cinq zones prospectives dont le potentiel combiné dépasse probablement 35 tm³ de gaz s'étendent au nord du 60^e degré de latitude N vers la bordure septentrionale de la barrière Presqu'île. Il convient de noter que les zones du plateau Liard n'ont pas été évaluées, non plus que le potentiel pétrolier de cette région. Ces zones ajoutent un potentiel supplémentaire considérable.

La principale phase de prospection dans les zones peu profondes de l'est se fondait sur des données sismiques des années 60 à 70. Quoique la barrière Presqu'île paraisse continue à la lumière des présentes données sismiques, il est possible qu'elle contienne de petites baies qui piègent des champs pétrolières et gazéifères de petite et moyenne étendue. Des formations établies qui laissent encore espérer des résultats moyens sont les pièges

structuraux et stratigraphiques combinés le long du golfe Cordova de la formation Keg River, du système de la barrière principale ou de la région intérieure du banc de carbonates. Les récifs Horn river forés au nord de la barrière contiennent peu de pétrole ou de gaz et cela est peut-être attribuable à un problème de migration entre la roche mère et celle du réservoir et, dans certains cas, à des brèches dans le réservoir même. Une exploration plus poussée de cette zone pourra mettre au jour des secteurs locaux où les conditions de migration, d'augmentation de la porosité et d'intégrité des pièges ont été plus favorables.

Les monticules récifaux Jean Marie constituent le réservoir du champ de gaz exploité à July Lake (C.-B.). Il pourrait exister des faciès de réservoir comparables dans l'enfoncement Cordova au nord du 60^e parallèle. Un système récifal de la barrière Jean Marie, défini par des données sismiques, se situe en direction nord-sud entre les 122^e et 123^e degrés de longitude O. Il s'agit d'une extension du système récifal du nord-est de la Colombie-Britannique qui compte des puits de gaz en exploitation. Des failles dans la lisière ouest de la saillie Arrowhead et des fractures attribuables aux tensions de charriage de carbonates envahissant le bord du banc sous-jacent peuvent accroître la perméabilité des carbonates Jean Marie et de ceux du Dévonien supérieur.

Le potentiel le plus important de vastes gisements de gaz se trouve dans les contreforts où les carbonates du Dévonien sont plissés et soulevés, formant d'énormes pièges structuraux. La géologie superficielle peut indiquer des zones propices, mais il faut recourir à des sondages sismiques modernes pour choisir les meilleurs objectifs de forage : aucune des découvertes des contreforts n'est bien définie par les données actuelles. La zone des contreforts doit s'étendre dans un large corridor au nord du 61^e parallèle et dans une bande plus étroite, près du 123^e degré de longitude O, jusqu'à 62°30' de latitude N. La limite ouest de la formation, au Yukon, est marquée par la transition carbonate-schiste, qui est mal définie dans le sous-sol. Plus au nord et plus à l'ouest, la section du Dévonien se manifeste dans un affleurement. L'existence d'un pipeline gazier jusqu'au champ gazéifère Pointed Mountain confère un attrait économique certain à la poursuite de l'exploration le long de ce vaste corridor.

Un potentiel très peu exploré subsiste dans les roches du Mississipien et celles qui sont plus récentes dans la partie la plus profonde du bassin à l'ouest du 120^e degré de longitude O, où la couverture des formations du Crétacé n'a pas été érodée. Ici la géologie peut s'étendre des formations du Mississipien ou du Permien à celles des chenaux fluviaux du Crétacé.

Tableau 1. Découvertes importantes dans les contreforts du sud des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon

			Production		
			Réserve initiale jusqu'au 06/30/93 (E6 m³)	(E6 m3)	(E6 m³)
Pointed Mountain (TNO)	1967	En production	10200	8545	
Kotaneelee (Yu k)	1977	En production	5012	1038	
Beaver River (CB/Yu k)	1969	(Épuisé)	218	218	
			Niveaux de probabilité		
			95%	50%	5 %
Liard (TNO)	1986	Non exploitée	80	688	2628
La Biche (TNO/YUK)	1970	Non exploitée	263	1171	5225
Bovie Lake (TNO)	1966	Non exploitée	128	175	239

(note: Les estimations de récupération des ressources gazières concernant les gisements non exploités sont très incertaines. Elles ont été estimées à l'aide de méthodes de probabilité.)

Source - Office national de l'énergie.

Tableau 2. Découvertes importantes dans les plaines intérieures du sud des Territoires du Nord-Ouest.

			Niveaux de probabilité		
			95%	50%	5 %
			(E6 m³)	(E6 m³)	(E6 m³)
Arrowhead G-69	1985	GAZ	71*	115*	186*
Arrowhead B-41	1989	GAZ			
Cameron Hills M-31	1979	GAZ	32	60	119
Cameron Hills F-51	1969	GAZ	23*	33*	49*
Cameron Hills Field	1986	GAZ ET PÉTROLE			
(nombreux gisements; comprend 7 puits réputés découvertes importantes)					
Celebata H-78	1960	GAZ	48	125	328
Netla C-07	1961	GAZ	101	426	1801
Rabbit Lake O-I 6	1955	GAZ	187	318	538
S. Island River M-41	1964	GAZ	19	45	105
Tathlina N-I 8	1973	GAZ	43	70	114
Trainor Lake C-39	1965	GAZ	10	27	75

*Teneur des puits confidentielle en date du 1^e janvier 1994.

(note: aucune de ces découvertes n'a été exploitée. Les estimations de gaz récupérable se fondent sur les résultats d'un seul puits dans la plupart des cas et demeurent donc très incertaines.)

Source - Office national de l'énergie.

Lectures de base et références

Belyea, H.R. 1971. Historique tectonique du dévonien moyen du soulèvement Tathlina, district sud du MacKenzie et du nord de l'Alberta, Canada. Commission géologique du Canada, Article 70-14.

De Wit, R. et al. 1973. Tathlina Area, District of MacKenzie, In Future Petroleum Provinces of Canada. R.G. McCrossan (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists. Memoir **1** p. 187-211.

Gabrielse, H. 1991. Géologie du Canada no. 4. Géologie de l'orogène de la cordillère au Canada. Commission géologique du Canada v. G-2, 915 p.

Hagen, D. 1988. Southern Territories I: Precambrian Rift Trends, Pre-Devonian Strata: a Realistic Frontier. II-Tathlina High: Greatest Concentration of Well Control. III-Southern NWT: Realistic Exploration Area. Série de trois articles dans le Oil and Gas Journal, les 4, **11** and 18 juillet.

Meijer Drees, N.C. 1990. Sedimentology and Facies Analysis of Devonian Rocks, Southern District of MacKenzie, N.W.T., Canada. Thèse de doctorat, Université d'Utrecht (Pays-Bas).

Morrow, D.W., Potter J., Richards B., and Goodarzi, F. 1993. Palaeozoic Burial and Organic Maturation in the Liard Basin Region, Northern Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. **41**, no. **1**, p. **17-31**.

Reinson, G.E., Waters, W., Osadetz, K.G., Bell, L.L., Price, P.R., Trollope, F., Campbell, R.I., and Barclay, J.E. 1993. Ressources en gaz dévonien dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. p. 9-1 34.

Snowdon, L.R. 1990. Rock-Eval/TOC

Williams, G.K. 1981. Middle Devonian Barrier Complex of Western Canada. Commission géologique du Canada, dossier ouvert 761 (traduction non disponible), cartes et coupes transversales.

Williams, G.K. 1981. Subsurface Geological Maps, Southern Northwest Territories Canada, Commission géologique du Canada, dossier ouvert 793 (traduction non disponible).

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.

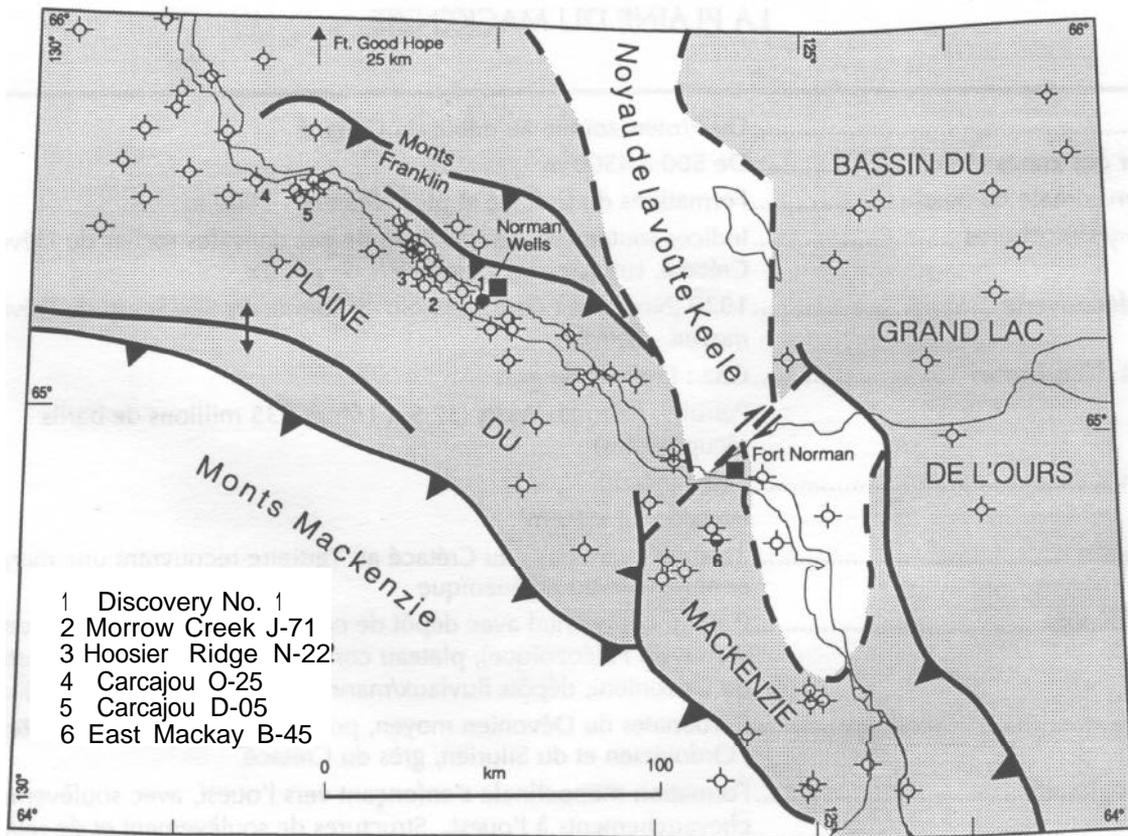


Figure 13. Caractéristiques géologiques et géographiques de la plaine du Mackenzie et des régions adjacentes.

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 x E6 m³ (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 m³ (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

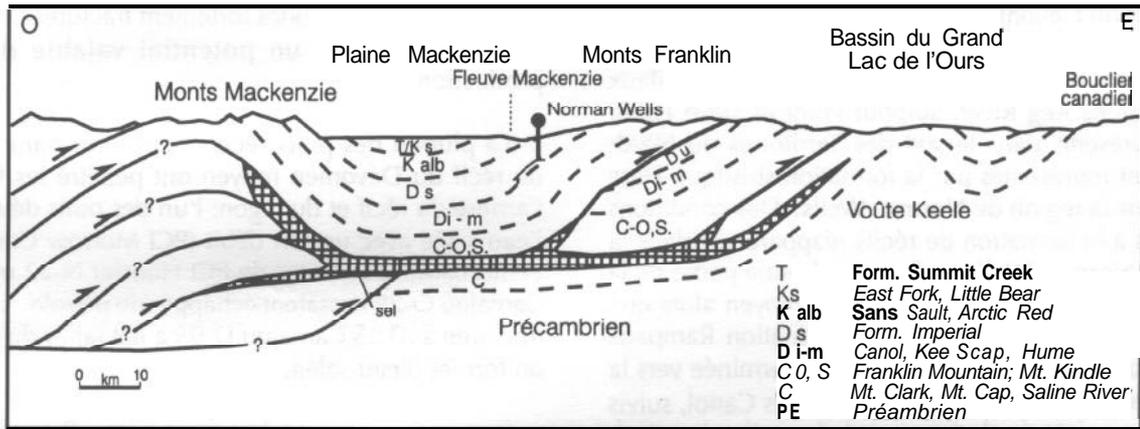


Figure 14. Coupe transversale schématique de la plaine du Mackenzie.

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 la 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

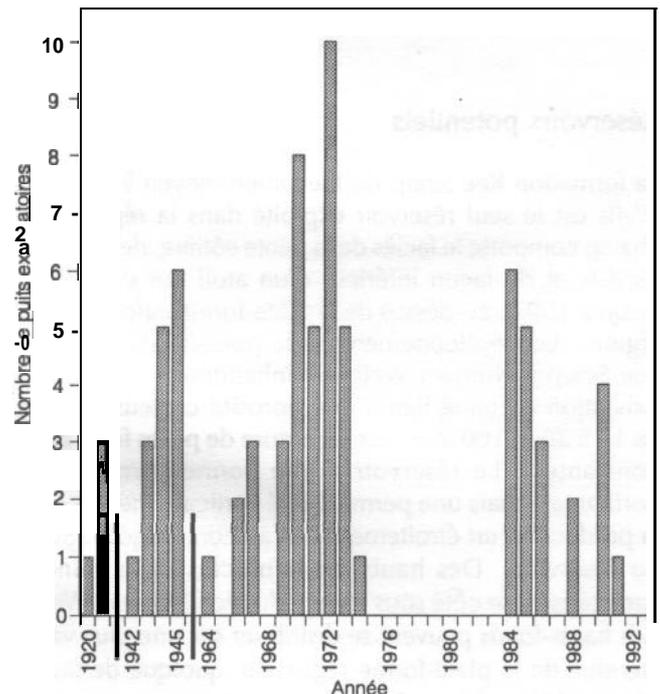


Figure 15. Historique de forage, plaine du Mackenzie.

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

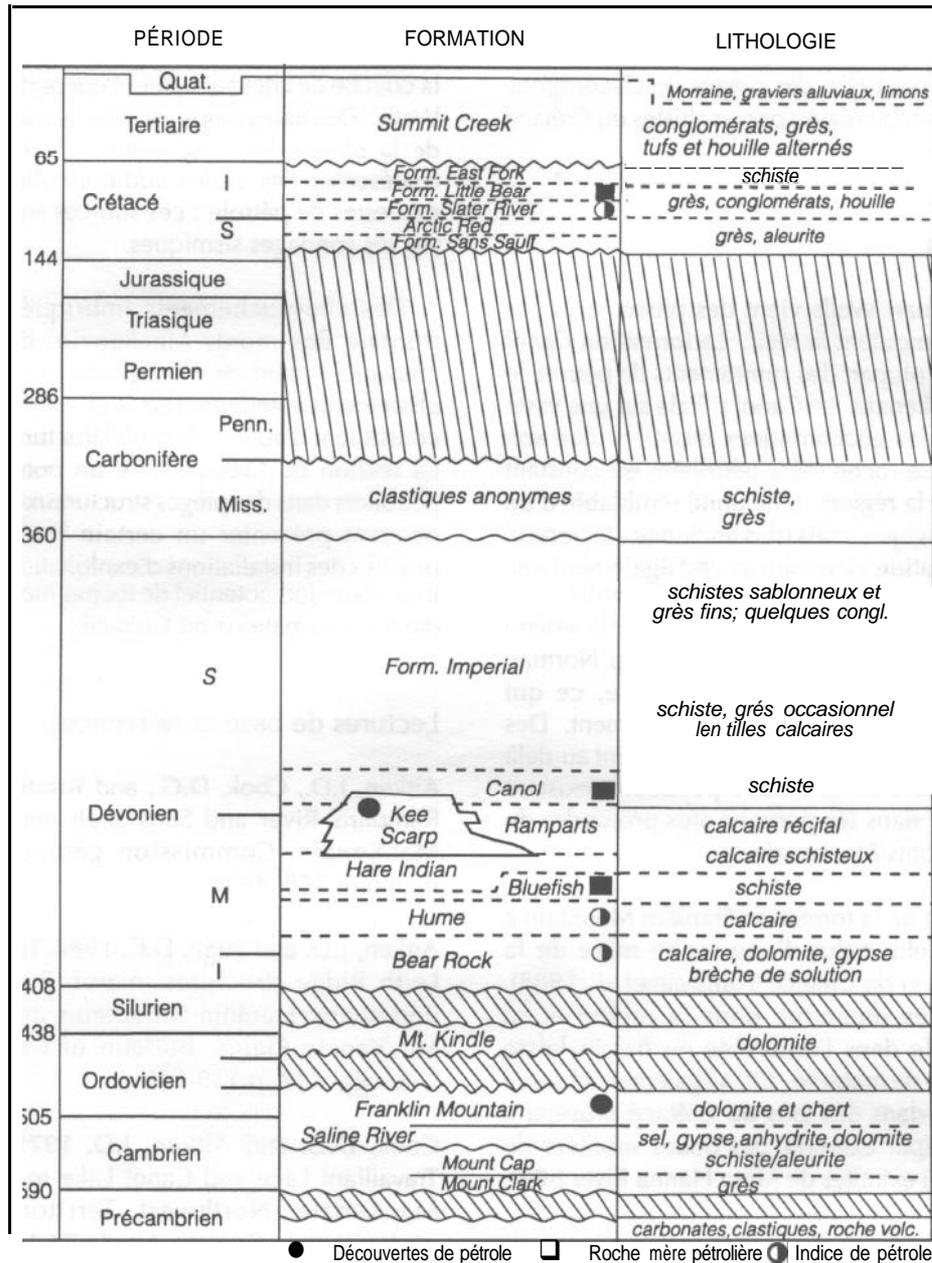


Figure 16. Tableau des formations, région de la plaine du Mackenzie.

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).

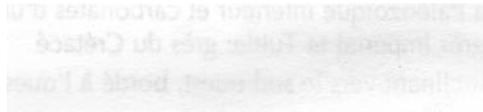
Feinstein, S., Brooks, P.W., Fowler, M.G., Snowdon, L.R. and Williams, G.K. 1988. Families of oils and source rocks in the central MacKenzie corridor: a geochemical oil-oil and oil-source rock correlation. In Sequences, Stratigraphy, Sedimentology: Surface and Subsurface, D.P. James and D.A. Leckie (eds.).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

Gabrielse, 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.



LA PLAINE ET LE PLATEAU PEEL

Âge	Paléozoïque, Crétacé
Profondeur des zones visées.....	1000 - 400 m
Épaisseur maximale du bassin.....	400 m près des montagnes
Indices d'hydrocarbures	Indices de gaz dans plusieurs puits, bitume
Première découverte	Aucune
Type de bassin	Bassin d'avant-pays datant du Crétacé et recouvrant une marge continentale du Paléozoïque
Cadre des dépôts	Le bassin repose sur une plate-forme de carbonates marins (Paléozoïque ancien); plateau marin (Dévonien récent); plateau alluvial se fondant dans un plateau marin (Crétacé)
Réservoirs potentiels	Plate-forme du Paléozoïque inférieur et carbonates d'une lisière continentale; grès Imperial et Tuttle; grès du Crétacé
Structure régionale	Monoclinal s'inclinant vers le sud-ouest, bordé à l'ouest et au sud par des ceintures orogéniques
Couvertures étanches	Langues de schistes du Paléozoïque inférieur et supérieur; 'schistes marins du Crétacé
Roches mères	Groupe Road River, schistes Bluefish et Canol; schistes Ford Lake du Mississippien
Profondeur de la fenêtre	Environ 1000 m pétrolière
Nombre de puits au total	52 (dans le rectangle délimité par 65-67°30' de latitude N et 130-136° de longitude O)
Sondages sismiques	Reconnaissance dispersée
Superficie sous licence	Aucune

(Région accessible des centres peuplés de Fort MacPherson et Fort Good Hope. Transport du matériel lourd par barges sur le fleuve Mackenzie. Terrain : peu d'élévation, moskeg, vallées fluviales encaissées.)

On a foré 52 puits dans cette région et on rapporté des indices significatifs de gaz. Dans l'ensemble, le potentiel va de faible à moyen dans le nord-est et de moyen à élevé dans le sud-ouest, en même temps que les sédiments s'épaississent et deviennent plus complets et que la maturité des roches mères potentielles s'accroît avec la profondeur d'enfouissement. Il est possible de trouver de vastes pièges structuraux dans des zones définies qui s'étendent parallèlement aux monts Richardson et Mackenzie : ailleurs, le potentiel se rattache à des pièges stratigraphiques qui croisent l'inclinaison régionale dans les dépôts fluviaux de la vallée et probablement à des grès deltaïques du Crétacé, à des grès du plateau continental de la formation Imperial ou à des grès deltaïques de la formation Tuttle du Paléozoïque. On connaît l'existence de récifs datant du Dévonien moyen près de la lisière est de la plaine Peel et il est probable que des récifs isolés se sont formés sur la plate-forme Hume.

Cadre géologique (Fig. 17)

Au nord du 65^e degré de latitude N, la cordillère s'oriente vers l'ouest et des strates sédimentaires non perturbées sont conservées sur une vaste superficie à l'ouest du fleuve Mackenzie. Cette région forme la plaine et le plateau Peel. Une pointe de strates du Crétacé s'épaississant vers l'ouest et le sud a été déposée dans le contexte d'un bassin d'avant-pays qui est typique du bassin sédimentaire de l'ouest du Canada. Les strates du Mésozoïque recouvrent celles du Paléozoïque conservées dans l'auge

Peel dont l'axe est en dérivation de la ceinture de plissement Mackenzie. Une pointe de strates du Paléozoïque supérieur est conservée dans l'angle sud-ouest de la région.

Les marges ouest et sud de la région bordent respectivement les monts Richardson et Mackenzie. Une structuration notable des roches paléozoïques et postérieures à celles-ci semble se limiter à des zones relativement étroites en bordure des ceintures montagneuses.

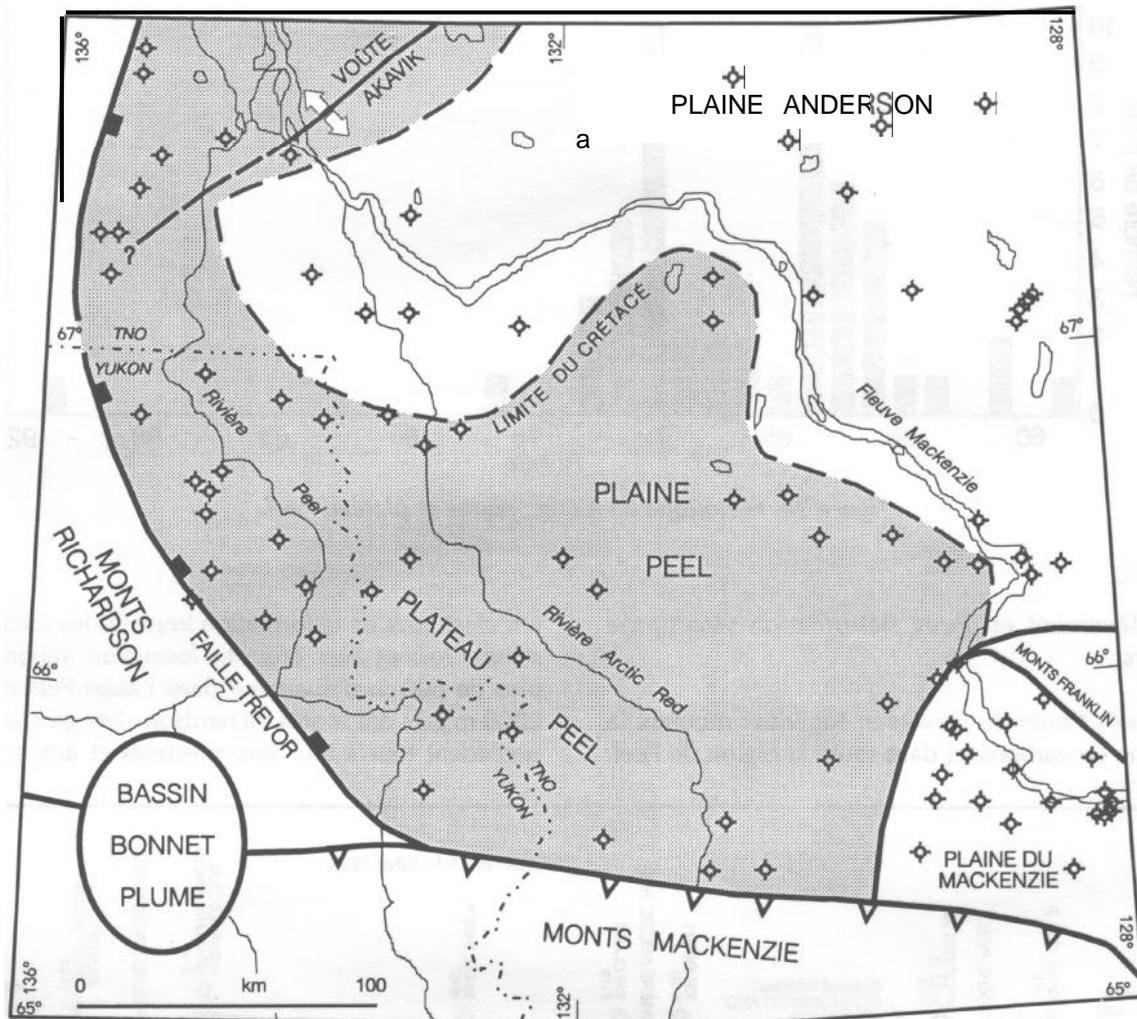


Figure 17. Caractéristiques géologiques et géographiques, plaine et plateau Peel.

Historique de l'exploration (Fig. 18)

Le premier puits foré dans la plaine Peel était celui de Richfield Oil Corp. *et al.* Grandview Hills No. 1 A-47, repéré en 1959. Le puits a été abandonné à 1998 m après avoir pénétré jusqu'à la formation Franklin Mountain. La majeure partie du forage s'est poursuivie pendant une décennie, débutant au milieu des années 60, mais sans succès notable. L'indice le plus valable s'est manifesté lors du forage de Shell Tree River H-38 où un jet de gaz non corrosif estimé à $17,7 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($14\,285 \text{ m}^3$) s'est produit lorsqu'on a perdu le contrôle du puits à 721 m. Au cours du forage, on a rencontré plusieurs zones de perte de circulation. Les rapports font état d'une bonne porosité dans la section des carbonates du Dévonien.

Le forage s'est concentré dans des corridors voisins du fleuve Mackenzie et dans la zone de drainage de la rivière Peel au Yukon. Le forage n'est pas très élaboré dans le centre de la plaine Peel.

Stratigraphie (Fig. 19)

La section du Cambrien est profondément enfouie sous le plateau Peel : on y trouve de minces équivalents distaux des formations Mount Clark, Mount Cap et Saline River, qui font partie de sédiments du Cambrien non divisés dans un affleurement des monts Richardson. Les dépôts de la formation Franklin Mountain (Ordovicien, 600-1 000 m) marquent l'établissement d'un large plateau continental au début du Paléozoïque, dominé par des dépôts de carbonates. La formation Franklin Mountain est recouverte par les carbonates des formations Mount Kindle et Peel (Silurien, 300-800 m), puis par un assemblage de carbonates du Dévonien comprenant les formations Arnica, Landry et Hume (à environ 1 000 m). La plate-forme de carbonates du Paléozoïque inférieur prolonge des zones d'affleurements dans les monts Franklin à l'est du fleuve Mackenzie, jusqu'à une zone de transition des carbonates aux schistes qui s'étend parallèlement aux monts Richardson. Des équivalents schisteux de ces formations (Road River et Prongs Creek) se sont déposés dans l'ancienne auge Richardson - site

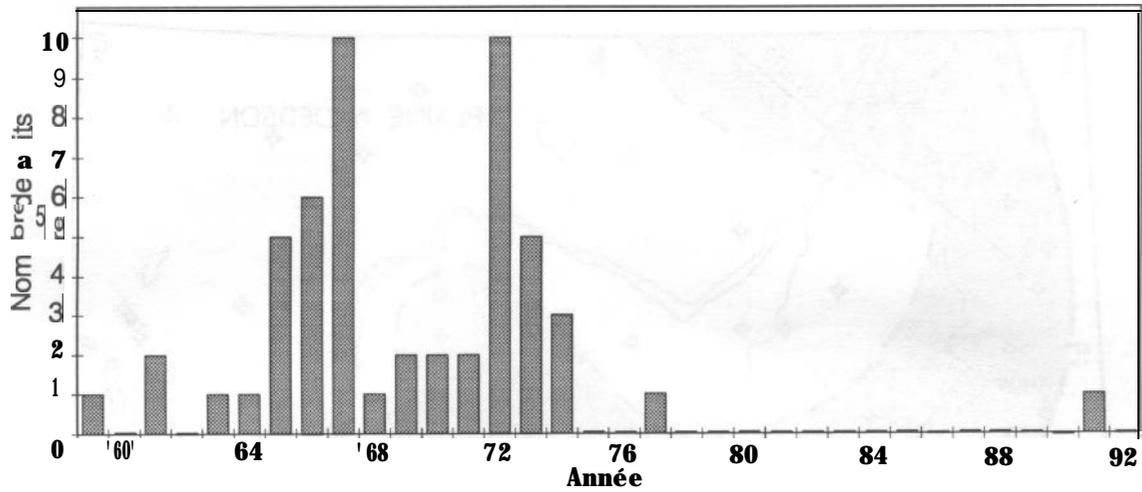


Figure 18. Historique de forage, plaine et plateau Peel.

d'un soulèvement et d'une déformation structurale postérieurs.

Les schistes Canol du Dévonien supérieur moulent la plate-forme de carbonates dans toute la région de Peel.

Les clastiques de la formation Imperial les recouvrent et s'entrecroisent avec eux. La formation Imperial atteint plus de 600 m d'épaisseur dans l'auge Peel et près de 2000 m près des monts Richardson. Les grès dont les lits succèdent tour à tour aux siltstones et aux schistes, et

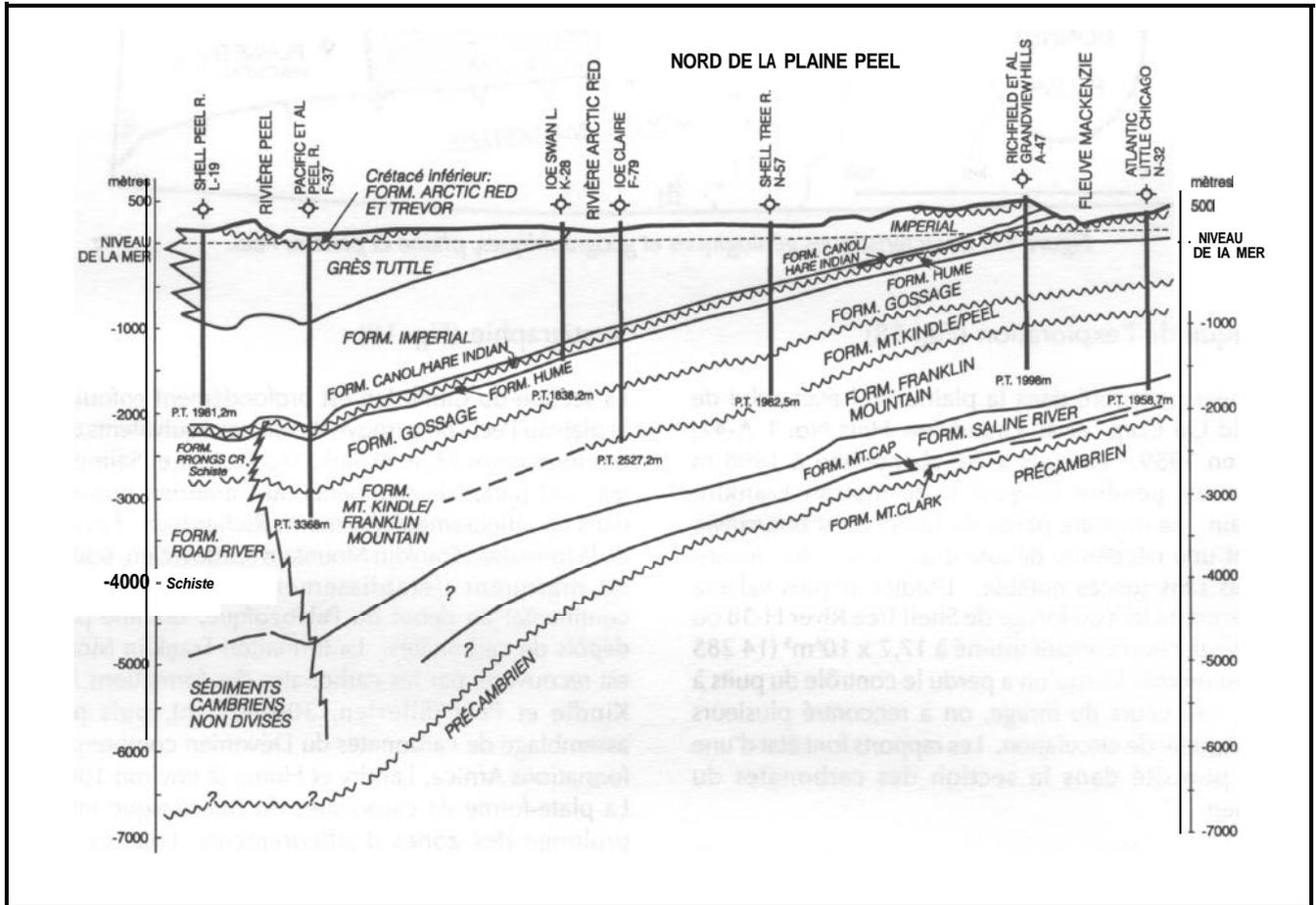


Figure 19. Coupe transversale schématique, plaine et plateau Peel.

sont déposés sur des cliniformes de la marge du plateau continental, ont une texture typiquement fine et un faible potentiel de réservoir.

La formation Tuttle (de la toute fin du Dévonien au Mississipien) est représentée par des cycles répétés de grès et de conglomérats fluvio-deltaïques dont les grains vont de fins à gros. La formation atteint, dans l'ensemble, une épaisseur de 800 m dans le sous-sol de la région de la basse rivière Peel.

Les schistes Ford Lake recouvrent la formation Tuttle, dont ils constituent un faciès distal partiellement équivalent. Le reste de la succession de strates du Carbonifère au Triasique (formations Hart River et plus récentes) sont absentes à l'est des monts Richardson.

Les strates du Crétacé masquent les roches plus anciennes dans la majeure partie de la plaine et du plateau Peel, sauf le long de la marge est de la région. Ici, le cœur des anticlinaux émerge de la couverture du Crétacé et le fleuve Mackenzie a creusé son lit jusqu'aux strates du Dévonien supérieur. Le Crétacé atteint une épaisseur d'environ 500 m dans l'est et d'un peu plus de 2000 m près des monts Mackenzie. Les grès basaux du membre Gilmore Lake (Crétacé) sont d'origine fluviale ou fluvio-marine et occupent les ceintures de méandres encadrées dans les strates du Dévonien supérieur sous-jacentes. Toutefois, dans la majeure partie de cette région, le Dévonien est recouvert par les grès glauconieux et carbonés des lits basaux transgressifs de la formation Arctic Red, qui deviennent rapidement plus fins vers le haut pour se transformer en aleurolites et en schistes marins. Les grès de la formation Trevor, plus récente, affleurent dans l'ensemble du plateau Peel.

Réservoirs potentiels

Puisqu'on n'a pas fait de découverte importante, il n'y a pas de réservoirs prouvés dans la région de Peel. On a noté une porosité vacuolaire dans les carbonates du Dévonien et dans les formations plus anciennes mais, à ce jour, il n'y a aucun indice de porosité valable : les calcaires de la plate-forme qui bordent l'auge Richardson sont typiquement imperméables. Plus à l'est, le faciès de la plate-forme dolomitique est poreux, mais l'absence d'une porosité plus accentuée dans le faciès récifal est décevante. Il y a des zones poreuses dans la formation Bear Rock. Une élaboration récifale sur la plate-forme Hume est possible (comme on l'a constaté au forage de Manitou Lake L-41), mais cette situation se limite peut-être à l'extrême est de la région.

Les grès des formations Imperial et Tuttle offrent un certain potentiel, quoique la porosité soit typiquement faible dans les deux cas. Les grès Imperial se sont révélés

minces, jusqu'à maintenant' dans les forages, mais des réponses sismiques plus fortes, loin des puits actuels, laissent entrevoir des horizons de grès plus épais. Les grès imperial semblent chargés de gaz d'après les comptes rendus issus de Chevron Ramparts River F-46. La zone qui offre une meilleure porosité dans la formation Tuttle a une étendue restreinte. Les grès Tuttle sont généralement mal définis, avec une matrice kaolinitique peu poreuse et peu perméable. La définition et la qualité des réservoirs potentiels s'améliorent vers le sud où des grès de texture fine à moyenne atteignent une porosité de 15 p. 100 à Taylor Lake Y.T. K-1 5. Les grès basaux du Crétacé sont également des réservoirs potentiels mais, là où on les a trouvés, ils sont d'une qualité indifférente et variable en tant que réservoirs.

Tous les réservoirs de l'ouest du plateau Peel courent le risque d'avoir été le théâtre d'une possible migration ancienne du pétrole et d'un colmatage subséquent des pores par le bitume. Une élaboration secondaire de porosité reliée aux mouvements structuraux de l'orogénèse Laramide est postérieure à cette phase ancienne de migration d'hydrocarbures.

Structure, pièges et couvertures étanches

La transition des carbonates aux schistes qu'on observe en se rapprochant des monts Richardson s'accompagne d'une modification marquée du type de structure. La faille Trevor qui s'étend du nord au sud marque la transition superficielle d'une plate-forme relativement non structurée à l'est vers les chevauchements et les plissements des monts Richardson. La distribution des sondages sismiques dans cette région a plutôt le caractère d'une reconnaissance et elle est inadéquate pour définir pleinement la complexité structurale.

Les pièges structuraux de la région datent de la fin du Crétacé ou sont même plus récents, et ils correspondent à la phase tectonique Laramide. Il semble qu'ils soient plus récents que l'amorce de la génération pétrolière dans les formations du Paléozoïque inférieur. Les roches mères potentiellement pétrolifères des formations plus récentes sont peut-être apparues dans la fenêtre pétrolière après la formation des pièges. Les pièges stratigraphiques et diagéniques dans les roches du Dévonien supérieur et du Crétacé inférieur se sont vraisemblablement formés en même temps que se produisait la génération et la migration de pétrole dans des roches mères plus anciennes.

Les roches mères

Pugh (1983) note que des milliers de mètres de schistes noirs de la formation Road River se trouvent dans la

ceinture des monts Richardson. Ces schistes de bassin sont juxtaposés à des carbonates du plateau continental. On a fait état d'une forte teneur en COT (2,5 à 9,6 p. 100) et de kérogène de type I et II dans les schistes Road River et cela suggère que certains intervalles de cette série ont déjà été d'excellentes roches mères susceptibles de générer du pétrole. Malheureusement, certaines études de maturation indiquent que ces roches mères ont généré du pétrole dès la fin du Dévonien et qu'elles ont maintenant dépassé ce stade - cela pourrait particulièrement s'avérer dans les zones plus profondes de l'auge Peel. Les roches du Dévonien moyen ont peut-être un certain potentiel en tant que roches mères dans l'est du plateau Peel, tout comme la formation Canol qui les recouvre. Dans l'ouest du plateau Peel, les formations du Dévonien sont probablement trop matures pour générer du pétrole, comme l'indique le bitume qu'on trouve dans plusieurs puits.

Des échantillons de la formation Imperial du Dévonien supérieur sont réputés matures et auraient un potentiel gazéifère de passable à bon. Les schistes Ford Lake ont un potentiel gazier de passable à bon et un certain potentiel pétrolier dans l'est de la plaine Eagle et il est probable qu'un potentiel semblable existe dans l'ouest du plateau Peel.

La formation Arctic Red du Crétacé inférieur contient généralement peu de carbone organique, le kérogène terrestre de type III étant prédominant. D'après les données plutôt minces que nous possédons, le Crétacé basal atteint la fenêtre pétrolière à plus de 750 m de profondeur.

Potentiel

La localisation et l'empilage des carbonates de la marge du plateau continental créent un potentiel pour plusieurs objectifs de forage adjacents à des roches mères et à des couvertures étanches éventuelles avec lesquelles elles s'entrecroisent. Il est improbable que les roches mères antérieures au Dévonien supérieur conservent quelque potentiel pétrolier, mais elles ont continué de générer du gaz. Cette zone risque surtout de n'avoir élaboré qu'une porosité médiocre et d'avoir dépassé la maturité en tant que roche mère.

À l'est de la marge du plateau continental, on ne distingue qu'une porosité discontinue dans la plate-forme de carbonates. Les facteurs déterminants d'une telle porosité n'apparaissent pas clairement, mais il existe la

possibilité de zones productrices d'une épaisseur significative. Il pourrait s'y trouver de vastes pièges diagéniques ou stratigraphiques. Le forage pratiqué jusqu'à maintenant n'a pas beaucoup exploré cette éventualité.

Le grès Tuttle pourrait révéler des caractéristiques favorables de réservoir dans l'angle sud-ouest de la région. Cela constitue un objectif intéressant dans une zone restreinte, principalement dans l'est du Yukon. La proximité stratigraphique de la formation Tuttle, de roches mères pétrolières potentielles datant du Mississippien, est encourageante.

Un système de drainage du début du Crétacé s'est élaboré vers la fin de l'Aptien sur l'étendue d'une pénéplaine pré-mésozoïque. Il pourrait s'y trouver des réservoirs potentiels de grès dans des pièges stratigraphiques. Le potentiel pétrolier du membre Gilmore Lake se limite peut-être à des zones où la formation Canol sous-affleure dans la discordance basale du Crétacé. Les grès de la formation Arctic Red sont largement distribués, mais ils n'offrent qu'un modeste potentiel en tant que réservoirs à faible rendement. Puisqu'il s'agit de grès marins en dépôts continus, ils n'ont guère la possibilité de former des pièges stratigraphiques et ils sont généralement non structurés.

Les complications structurales liées à la transition entre les carbonates et les schistes rendent possibles la formation de pièges structuraux ou stratigraphiques, l'élaboration d'une porosité diagénique et la migration.

Lectures de base et références

Aitken, J.D., Cook, D.G., and Yorath, C.J. 1982. Upper Ramparts River (106G) and Sans Sault Rapids (106G) Map Areas, District of MacKenzie. Commission géologique du Canada, mémoire 388, 48 p.

Link, C.M. and Bustin, R.M. 1989. Organic Maturation and Thermal History of Phanerozoic Strata in Northern Yukon and North-Western District of MacKenzie. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 37 (article d'accompagnement sur la source pétrolière potentielle dans le même numéro).

Pugh, D.C. 1983. Pre-Mesozoic Geology in the Subsurface of the Peel Map Area, Yukon Territory and District of MacKenzie. Commission géologique du Canada, mémoire 401, 61 p.

LES PLAINES INTÉRIEURES DU NORD – LES COLLINES COLVILLE

Âge	Cambrien, Ordovicien, Dévonien inférieur à moyen
Profondeurs des zones visées	1000 - 1400 m
Première découverte	Ashland et al. Tedji Lake K-24 (1974gaz)
Ressource découverte	Gaz : 11 354 x E9 m ³ rendement global de 50 p. 100 (médiane) estimations de 3 découvertes
Type de bassin	Bassin intra-cratonique (Cambrien): marge cratonique (Ordovicien-Dévonien)
Cadre des dépôts	Restreint/continental (Cambrien). Plateau continental (Ordovicien-Dévonien)
Réservoirs	Grès du Cambrien
Structure régionale	Système de failles d'extension orientées vers le nord avec transgression superposée
Couvertures étanches	Schistes du Cambrien, évaporites
Roches mères	Formation Mount Cap (Cambrien tendance pétrolière); ?Précambrien
Profondeur de la fenêtre	1500-2000? pétrolière
Nombre de puits au total	25 (21 exploratoires; 3 de délimitation)
Superficie	20 000 km ²
Superficie sous licence	39 078 ha pour 4 licences de découvertes importantes

[Collines basses, ondulantes, avec lacs et moskeg. Centres peuplés les plus proches : Fort Good Hope sur le fleuve Mackenzie (150 km), Coppermine sur le golfe du Couronnement (475 km).]

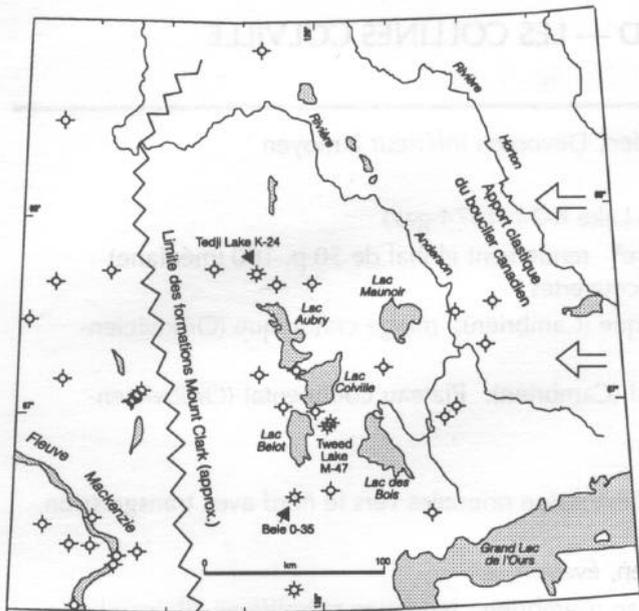
Cette vaste région explorée de façon dispersée renferme plusieurs découvertes de gaz dans les grès du Cambrien des collines Colville. De vastes structures peu accidentées, à des profondeurs qui varient de 1100 à 1400 m, sont les plus prometteuses. Des trois découvertes, Tweed Lake contient des gaz secs non corrosifs; Tedji Lake et Bele renferment des réserves substantielles de condensat en plus du gaz. Dans l'ensemble, les structures offrent un très grand potentiel de découvertes gazières, les gisements contenant de 1 à 8 Mm³ (récupérables). Les roches mères pétrolières sont également présentes dans le Paléozoïque et peuvent ajouter du pétrole léger ou des condensats aux accumulations principalement gazières. Il semble que les gisements pétroliers petits à moyens, dans les structures non forées, offrent un potentiel élevé.

Cadre géologique (Fig. 20)

À la suite du développement d'une pénéplaine régionale à la fin du Précambrien, un bassin intra-cratonique peu profond a commencé à s'enfoncer, flanqué du bouclier précambrien à l'est et de l'arche de Mackenzie à l'ouest. Le bassin s'est rempli d'une succession de sédiments passant des clastiques aux évaporites pendant le Cambrien, pour aboutir aux vastes dépôts de sel Saline River à la fin du Cambrien. Le soulèvement de l'arche de Keele pendant le Silurien et l'Ordovicien a inversé la partie centrale du bassin cambrien. Par la suite, les dépôts de clastiques dans la région ont été minimaux comme ailleurs le long de la marge cratonique. Puis une longue période de dépôts de carbonates s'est déroulée sur le plateau continental, jusqu'à la fin du Dévonien moyen. Les dépôts clastiques ont dominé à compter de la fin du

Dévonien; il y a pourtant une lacune majeure de continuité stratigraphique de la fin du Dévonien au Crétacé. Les strates du Crétacé se sont déposées dans l'ensemble de la région, mais elles ont subséquemment été érodées des collines Colville.

Dans la région des collines Colville, l'influence des mouvements tectoniques Laramide se manifeste par des failles de décrochement et des failles de compression et d'expansion peu profondes et détachées. Ces failles se superposent à des failles réactivées plus profondes à l'échelle de la croûte terrestre (MacLean et Cook, 1992). La charge de la cordillère en formation a commencé à incliner la marge continentale à l'ouest depuis le Crétacé, établissant une pente régionale ascendante qui permettait la migration des hydrocarbures générés dans les parties plus profondes du bassin.



Note: Limite des formations tirée de Hamblin, 1990

Figure 20. Emplacements des puits et limites géographiques du grès de la formation Mount Clark, région des collines Colville.

particulièrement accentuée. Deux autres découvertes ont confirmé que le grès basal Mount Clark du Cambrien était étendu dans toute la région et qu'il y constituait un réservoir potentiel. Onze puits ont été forés dans les collines Colville et ont donné lieu à trois découvertes de gaz (deux contenant des condensats). On n'a trouvé aucune accumulation de pétrole quoique les taches d'huile soient fréquentes. Au total, 25 puits ont pénétré la formation Mount Clark dans l'ensemble des plaines intérieures.

On a fait des découvertes importantes à :
 Ashland et al. Tedji Lake K-24 (1974)
 PCI et al. Tweed Lake M-47 (1985)
 PCI Canterra Bele O-35 (1986)

De plus, un indice de gaz significatif est apparu à PCI Canterra Nogha O-47 (1986).

Les suintements de pétrole dans les grès du Crétacé sont communs dans la région et ont attiré l'exploration, particulièrement au lac Rond, à l'ouest des collines Colville. Le forage a déçu ceux qui espéraient que le suintement au lac Rond trahisse un réservoir du Dévonien.

Historique de l'exploration

Quoique que de vastes voûtes structurales visibles sur des photographies aériennes ait stimulé l'exploration dans les collines Colville, une plus grande proportion de zones prometteuses ne se voit pas en surface. Le puits Ashland et al. Tedji Lake K-24, le premier qui ait donné lieu à une découverte d'hydrocarbures dans la région, a été foré dans une structure souterraine repérée par des sondages sismiques.

Suite à l'émission de permis de prospection dans les années 80, l'exploration des collines Colville s'est

Stratigraphie (Fig. 2 1)

Sous la base du Cambrien, il y a une section très épaisse de strates du Protérozoïque qui montrent des réflexions stratiformes dans les sondages sismiques, à des profondeurs supérieures à 10 km. La lithologie des puits comprend des dolomites et des basaltes. On trouve une carte des sous-affleurements protérozoïques sous le Cambrien dans MacLean et Cook (1992).

La formation de 65 m d'épaisseur de grès et de siltstone Mount Clark, du Cambrien inférieur, recouvre le

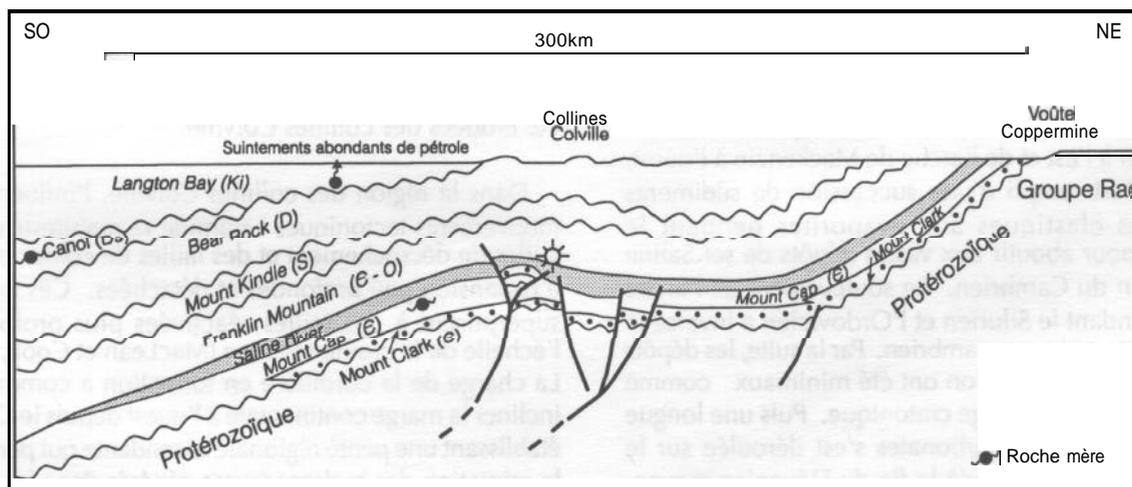


Figure 21. Coupe transversale schématique, région des collines Colville.

soubassement précambrien (Hamblin, 1990). Cette formation est, à son tour, recouverte par les schistes, les aleurolites et les carbonates minces de la formation Mount Cap (qui peut atteindre 270 m d'épaisseur) du Cambrien inférieur à moyen, et par les évaporites et les carbonates de la formation Saline River (d'environ 200 m d'épaisseur) du Cambrien moyen à supérieur. On observe une transition graduelle vers les carbonates ordoviciens de la formation Franklin Mountain (environ 500 m d'épaisseur), que recouvre la formation Bear Rock du Dévonien moyen par-dessus une discordance majeure. Des formations progressivement plus récentes du Dévonien produisent des sous-affleurements dans la discordance pré-mésozoïque à l'ouest. Ce sont respectivement les formations Ramparts, Canol et Imperial.

Les grès albiens du membre Gilmore Lake de la formation Langton Bay recouvrent une discordance majeure, qui sectionne les roches du Dévonien et d'autres plus anciennes de l'arche de Keele. Les grès basaux deviennent plus fins vers le haut et se fondent dans les schistes et les aleurolites du membre Crossley Lakes. Les dépôts du Crétacé ont été érodés de l'axe de l'arche de Keele, mais ils affleurent sur les flancs de l'arche vers l'est du bassin du Grand Lac de l'Ours et vers l'ouest.

Réservoirs potentiels

La formation Mount Clark est constituée de grès et de siltstone dont les strates s'entrecroisent, pour atteindre grosso modo une épaisseur de 65 m et peut-être comme l'indique la stratigraphie sismique - une épaisseur plus considérable à l'extérieur des structures. Les grès Mount Clark sont les principaux réservoirs de la région (Hamblin, 1990). Le grès basal du Cambrien s'étend sur une vaste superficie, mais il demeure mince - moins de 10 m en moyenne de dépôts rentables dans les découvertes déjà faites. Il y a aussi des dépôts rentables dans de minces effilements de grès au-dessus du grès basal. Dans les réservoirs découverts, la porosité moyenne est de 12 p. 100 avec des saturations d'eau de 30 p. 100. L'étude des carottes indique que le meilleur réservoir se compose de grès à texture fine à moyenne, dont la perméabilité atteint 500 mD, s'établissant à 25 mD en moyenne. À Tweed Lake, des essais sur des intervalles de 15 m ont révélé un débit de gaz atteignant 156 000 m³/j avec des condensats.

Dans la formation Mount Cap, on rencontre souvent de minces effilements de roches dolomitiques et de grès, qui sont intimement liés à la roche mère. Mais leur porosité et leur perméabilité sont faibles et il y a peu de possibilités de zones productives d'une bonne épaisseur.

On a fait état d'une porosité vacuolaire et de fracture dans le membre chertique de la formation Franklin Mountain et on a fréquemment observé une bonne

porosité vacuolaire dans la formation Bear Rock. Les dolomites du Protérozoïque pourraient également manifester une porosité de fracture suffisante pour se révéler des réservoirs potentiels.

Structure, pièges et couvertures étanches

Les structures prometteuses sont reliées aux failles et aux anticlinaux de l'arche de Keele. Les failles normales et inversées des mouvements Laramide ont des détachements peu profonds dans le Protérozoïque supérieur et se présentent au-dessus des failles pré-existantes à l'échelle de la croûte terrestre qui s'enracinent dans le Protérozoïque (MacLean et Cook, 1992). Les profils sismiques qui traversent certaines de ces failles manifestent des structures d'écoulement typiques résultant d'un jeu de tensions locales. Il convient de noter que plusieurs épisodes de déformation et de réactivation sont survenus dans la région et que les structures antérieures à l'orogénèse Laramide n'ont pas encore été forées.

Les schistes du Cambrien bloquent efficacement la migration verticale du gaz des grès basaux sous-jacents du Cambrien. Au-dessus de la section cambrienne, le sel forme régionalement une couverture étanche, fermant un système pétrolifère du Cambrien qui contient des roches mères et des réservoirs (Jones et al., 1992). Les strates du Paléozoïque qui recouvrent le sel n'ont pas de couverture étanche.

Roches mères et suintements de pétrole

De minces couches de roche riches en alginite ont été observées dans la formation Mount Cap. Ces dépôts confirment la présence de roches mères susceptibles de contenir du pétrole dans la succession cambrienne. Lorsqu'on les a analysées (à Colville D-45) ces strates se sont révélées à peine matures. Quoique absente des autres puits du voisinage, il est possible que des intervalles de roche mère plus épais, parvenus à des niveaux de maturité supérieure, soient présents au sud-est des collines Colville, dans le bassin du Grand Lac de l'Ours, ou soient localisés dans les grabens de la région des collines Colville. On a observé des taches de pétrole ou des suintements d'huile légère ou de condensat sur la plupart des carottes extraites du Cambrien basal dans cette région. Des suintements d'huile ont également été signalés dans des dolomites du Protérozoïque (Forward et al., Anderson C-51).

On a observé plusieurs suintements de pétrole dans les grès du Crétacé. Le bitume peut venir des schistes du Crétacé ou peut-être de roches mères du Dévonien

localisées plus profondément dans le bassin qui se trouve à l'ouest des collines Colville.

La source des gaz contenus dans des réservoirs du Cambrien est problématique. La composition variable des hydrocarbures, la teneur en azote anormalement élevée à Tweed Lake et la présence de traces d'hélium suggèrent des origines diverses, probablement du Précambrien. On peut aussi imaginer une migration ascendante, sur une longue distance, de la masse la plus importante d'hydrocarbures légers, peut-être de roches mères du Cambrien ou plus jeunes que celles-ci, localisées plus profondément dans le bassin.

Potentiel

Structuralement, les collines Colville sont hautes et elles constituent un excellent champ d'accumulation d'hydrocarbures migrant des bassins avoisinants. Une meilleure compréhension de la chronologie de la migration en provenance de ces bassins et de la nature des hydrocarbures migrants, permettrait peut-être de mieux prévoir l'emmagasinage de diverses catégories de pétrole et de gaz dans les pièges structuraux. On n'a découvert aucune accumulation significative de pétrole, malgré la présence, dans le Cambrien, d'une roche mère susceptible d'en générer, accompagnée d'un réservoir en-dessous et d'une couverture étanche par dessus.

Quoique les structures soient très vastes dans ces formations, l'épaisseur rentable de celle de Mount Clark est typiquement mince, moins de 10 m (mais des dépôts localement plus épais pourraient signifier des zones productrices plus rentables). Les ressources connues s'étendent sur une vaste superficie dont le périmètre demeure inadéquatement défini. La médiane combinée des ressources récupérables de ces gisements (variant de 990,5 à 5094 x E6 m³) est donc reliée aux données beaucoup plus élevées du rebord (2830 à 8490 x E6 m³) au niveau de 25 p. 100). Les dolomites du Précambrien, s'ils sont fracturés à l'intérieur des marges d'accumulation et des renflements dus aux tensions des systèmes de décrochement, sont également des réservoirs potentiels de gaz.

L'absence de succès des puits forés à l'est de l'axe principal de l'arche de Keele pourrait indiquer qu'une migration gazière ascendante se produit à partir des zones

ouest du bassin. Plusieurs structures du flanc ouest de l'arche de Keele n'ont pas encore été sondées. Il existe aussi une possibilité que les grès de la formation Mount Clark pourraient se terminer contre les hauteurs du soubassement, produisant des pièges stratigraphiques et structuraux-stratigraphiques.

Remerciement

A.P. Hamblin (Commission géologique du Canada) a gracieusement autorisé la reproduction de figures tirées de Hamblin (1990).

Lectures de base et références

Hamblin, A.P. 1990. Petroleum Potential of the Cambrian Mount Clark Formation (Tedji Lake Play) Colville Hills Area, Northwest Territories. Commission géologique du Canada, dossier ouvert 2309 (traduction non disponible).

Jones, T.A., Jefferson, C.W. and Morrell, G.R. 1992. Assessment of Mineral and Energy Resource Potential in the Brock Inlier-Bluenose Lake area. Northwest Territories. Commission géologique du Canada, dossier ouvert 2434 (traduction non disponible).

MacLean, B.C. and Cook, D.G. 1992. The influence of Proterozoic Structures on the Development of Laramide Structures, Northern Interior Plains, Northwest Territories, Canada. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 40, p. 207-221.

Wienens, J.B.W., von der Dick, H., Fowler, M.G., Brooks, P.W. and Monnier, F. 1990. Geochemical Comparison of a Cambrian Algalite Potential Source Rock, and Hydrocarbons from the Colville/Tweed Lake Area, Northwest Territories. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 38, p. 236-245.

Williams, G.K. 1987. Cambrian Geology of the Mackenzie Corridor. Commission géologique du Canada, dossier ouvert 1429 (traduction non disponible).

Yorath, C.J. and Cook, D.G. 1981. Cretaceous and Tertiary Stratigraphy and Paleogeography. Northern Interior Plains, District of Mackenzie. Commission géologique du Canada, Memoir 398, 76 p.