

CHAPITRE 3 — LE NORD DU YUKON

LE BASSIN DE LA PLAINE EAGLE

Âge	Du Paléozoïque au Crétacé, avec couverture du Quaternaire
Profondeur des zones visées	De 650 à 2800 m
Profondeur maximale du bassin	5800 m
Indices d'hydrocarbures	Dans les strates du Dévonien moyen au Crétacé inférieur; dans plusieurs puits
Première découverte	Gaz : 1760-3620 x E6 m ³ ; 2524 x E6 m ³ (à 50 p. 100) Pétrole : 1,34-2,85 x E6 m ³ ; 1,86 x E6 m ³ (à 50 p. 100)
Production	Aucune jusqu'à maintenant
Type de bassin	Plateau continental en eau peu profonde (du Paléozoïque au Mésozoïque ancien); compression d'entremont (du Crétacé au Récent)
Cadre des dépôts	Carbonates et clastiques déposés en eau peu profonde sur le plateau continental
Réservoirs	Monticules de carbonates récifaux et fronts de faciès; carbonates fracturés; pièges de discordance et lentilles de clastiques marins discontinus
Structure régionale	Plissements à ondes longues en surface; détachements avec plissements chevauchants dans les strates plus profondes; contraction et failles de relaxation mineures
Couvertures étanches	Schistes marins et carbonates denses
Roches mères	Schistes et carbonates riches en matière organique
Profondeur des fenêtres	2300 m de pétrole et de gaz
Nombre de puits au total	36 (31 secs; 1 découverte de pétrole; 2 de gaz; 2 de pétrole et de gaz); 2 puits forés après 1980
Sondages sismiques	9952 km; 790 km après 1980
Pipelines	Aucun
Superficie	24 060 km ²
Superficie sous licence	8900 ha (0,4 p. 100 du bassin, pour 3 licences de découvertes importantes)

(Collines basses ondulantes dont l'altitude varie de 400 à 800 m. Forêt clairsemée dans le sud de la plaine Eagle devenant encore moins dense vers le nord. La toundra recouvre presque entièrement les zones élevées et nordiques. Bon accès à partir de la route Dempster, qui est carrossable presque toute l'année. Centres peuplés offrant des services sur la route Dempster, à Inuvik (250 km) et à Dawson City (250 km également).

Le bassin de la plaine Eagle est faiblement exploré, mais il présente un potentiel prouvé de pétrole et de gaz. Dans le sud de la plaine Eagle, près de la route Dempster, les découvertes actuelles sont caractérisées par des réservoirs de roches clastiques dans des pièges de type structural et de sous-discordance. Il est fort possible qu'on y découvre d'autres gisements pétrolières et gazifères de petite à moyenne importance. Il est aussi possible qu'on assiste à des découvertes additionnelles dans le nord de la plaine Eagle, le long de la transition entre les carbonates de la plate-forme du Paléozoïque et les schistes bassiniaux.

Cadre géologique (Fig. 27)

Le bassin de la plaine Eagle est un bassin de compression d'entremont, qui chevauche le cercle arctique dans le

Territoire du Yukon, 2500 km au nord de Calgary et 80 km à l'est de la frontière entre le Yukon et l'Alaska. Le bassin s'est formé au cours de l'orogénèse Laramide, pendant le Paléozoïque et le Crétacé, alors que se sont

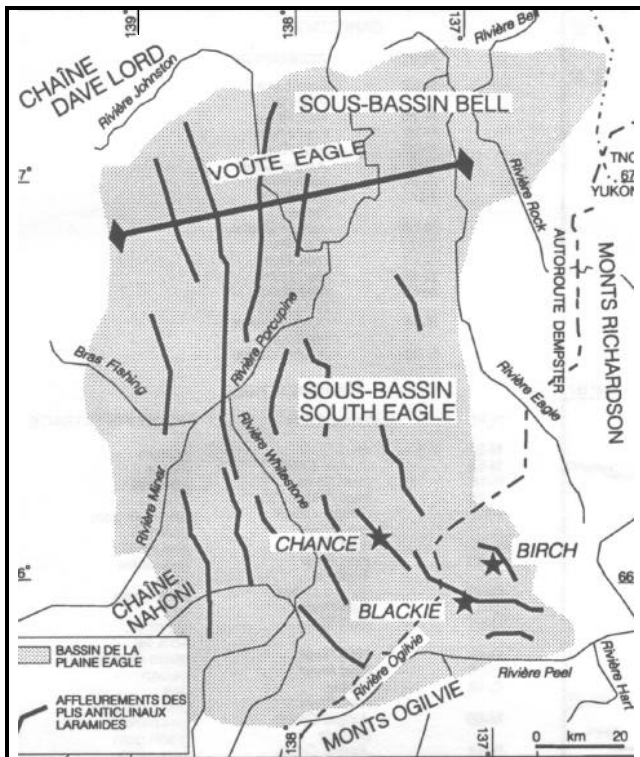


Figure 27. Structures majeures, emplacements des puits et sous-bassins, bassin de la plaine Eagle.

plissés et faillés les sédiments (clastiques et carbonates) du plateau continental, déposés en eau peu profonde. L'étendue de sédiments du Mésozoïque qui se sont conservés définit les limites actuelles du bassin, qui est entouré de ceintures d'affleurements dans les monts Richardson à l'est et au nord, les monts Ogilvie au sud et à l'ouest et la chaîne Dave Lord des monts Ogilvie au Nord.

La voûte Eagle divise le bassin en deux. C'est une crête souterraine orientée du nord-est au sud-ouest qui sépare la portion moins profonde du bassin au nord - le sous-bassin Bell de la portion sud du bassin de la plaine Eagle, que caractérise une section stratigraphique plus épaisse et plus complète.

Historique de l'exploration (Fig. 28 et 29)

L'exploration pétrolière a débuté vers la fin des années 1950, avec le forage du puits Peel Plateau Eagle PlainYT No. 1 N-49 dans le centre nord du bassin. Le puits N-49 a été foré sur un anticlinal superficiel jusqu'à 2923 m, se terminant dans des schistes et des carbonates datant du Cambrien à l'Ordovicien, sans rencontrer d'hydrocarbures. Le deuxième forage explorait un anticlinal superficiel dans la portion sud du bassin et a donné lieu, en 1960, à la première découverte dans le

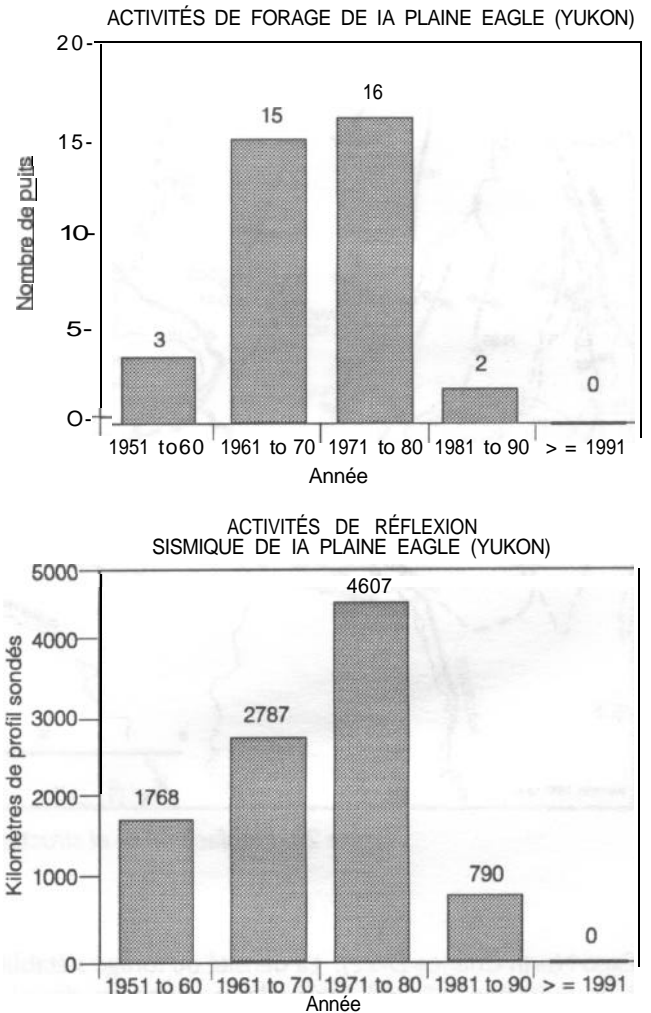


Figure 28. Historique du forage et des sondages sismiques, région de la plaine Eagle.

bassin à Western Minerals Chance YT No. 1 L-08. Le puits L-08 a été foré jusqu'à 2636 m, se terminant dans des carbonates du Mississippien et on a rencontré des hydrocarbures dans six zones distinctes. Depuis la première découverte, on a foré 31 autres puits exploratoires et périmétriques. On a fait deux autres découvertes importantes d'hydrocarbures dans les champs Blackie (1964) et Birch (1965). On a découvert des hydrocarbures dans neuf zones distinctes, au total, avec un potentiel à deux niveaux plus profonds où l'on a relevé des indices.

Les sondages ont totalisé 9952 km de profils sismiques dans le bassin et environ la moitié de ces sondages ont été effectués depuis 1970. C'est de loin Chevron qui a réalisé le plus vaste programme de sondages en 1971. Les sondages sismiques se sont concentrés dans le voisinage des trois champs découverts.

La moitié des puits du bassin ont été forés après 1970, le plus récent datant de 1985 (Exco West Parkin D-54 et

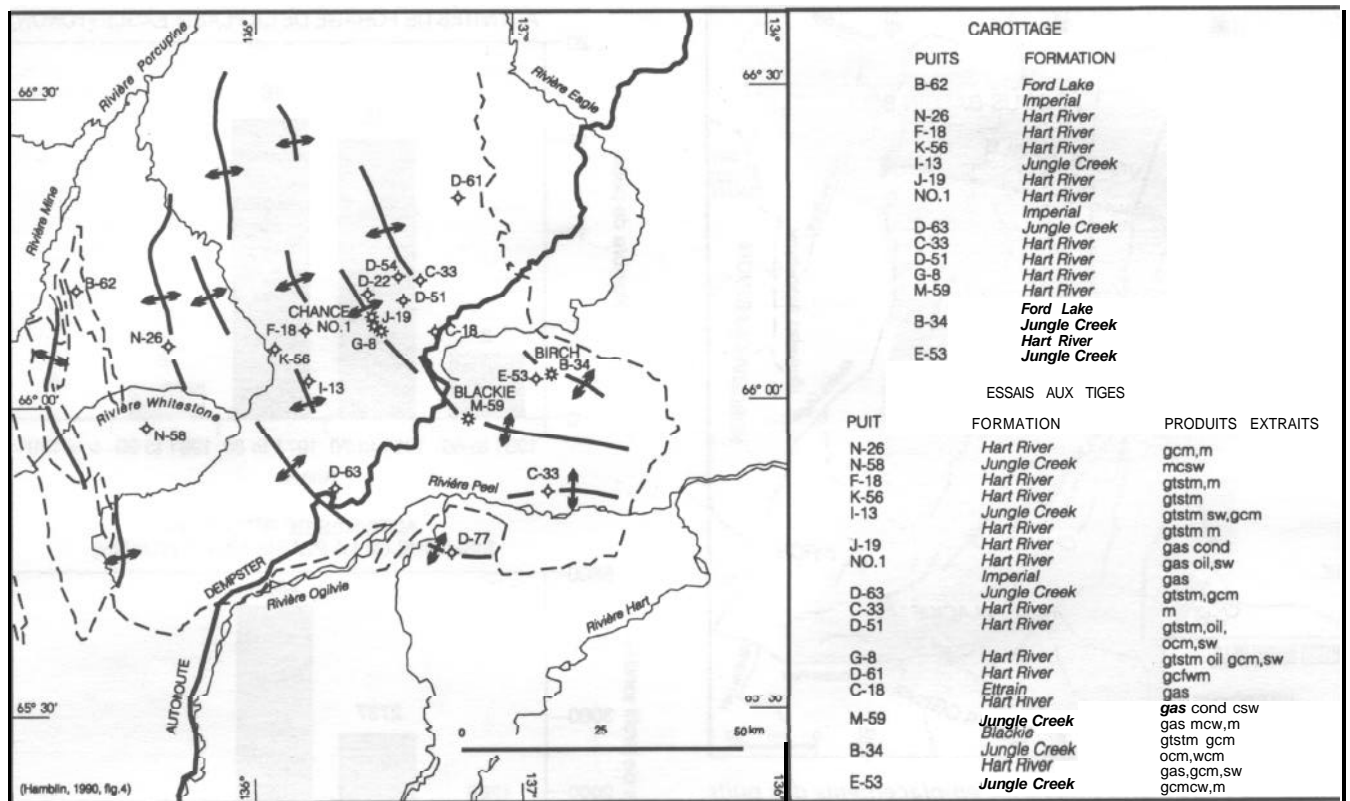


Figure 29. Emplacements et structures des puits dans le sud de la plaine Eagle.

Exco North Chance D-22). La densité du forage s'établit à un puits par 745 km² mais elle se concentre dans la portion sud du bassin. Toutefois, on a foré des puits dans tous les secteurs du bassin et ils fournissent une connaissance stratigraphique utile.

Stratigraphie (Fig. 30)

Dans le bassin de la plaine Eagle, les strates datant du Précambrien au Crétacé sont conservées de même qu'une mince couverture de dépôts du Quaternaire. Les strates du Triasique et du Tertiaire sont absentes. Les carbonates dominant de l'Ordovicien au Dévonien moyen, se mêlant avec des lithologies de carbonates et de clastiques typiques du Dévonien supérieur et du Carbonifère. Les strates du Permien dans le bassin sont, en grande partie, des clastiques tout comme dans la section du Mésozoïque. Les dépôts du Mésozoïque sont caractérisés par des transitions latérales de faciès. Trois grandes discordances sont présentes dans la section. La coupe transversale schématique montre les rapports stratigraphiques et les sortes de pièges qui sont propres au bassin.

On distingue deux importants facteurs stratigraphiques qui contrôlent l'apparition d'hydrocarbures : a) la discordance sous-jacente au Crétacé, qui délimite les

formations que représentent les sous-affleurements des strates du Carbonifère au Permien dans le sud de la plaine Eagle; b) le faciès du Permien qui passe des carbonates aux schistes dans le sous-bassin Bell.

Réservoirs potentiels (Fig. 31)

On a décelé des hydrocarbures à cinq niveaux dans les strates du Paléozoïque supérieur et du Crétacé inférieur:

- 1) Western Minerals et al. Chance No. 1 L-08 a donné du gaz et un bon débit (225 x E3 m³/j) dans un grès à silex, bréchiq ue et caillouteux de 3,6 m, ayant une porosité de 16 p. 100 - le grès Tuttle.
- 2) On a récupéré du gaz et du pétrole du membre Canoe River de la formation Hart River (calcaire inférieur) du champ Chance. Le membre Canoe River se compose de minces lits de calcaire micritique, à crinoïdes, entre lesquels s'intercalent des lits de cher-t, de dolomite et de schiste. Cinq cents mètres de carbonate propre sont présents, avec une porosité atteignant 13 p. 100. Dans le champ Chance, on a décelé deux gisements (l'un de pétrole, l'autre de gaz dans le puits Chance L-08) et un gisement de gaz dans le puits Chance G-1 9. L'unité

ÂGE	SYSTÈME	FORMATION ET LITHOLOGIE	INDICES D'HYDROCARBURES OU DÉCOUVERTES, PUIITS ET ANNÉES
CRÉTACÉ	Supérieur	Groupe de la Plaine Eagle	Chance L-08 (1960) Gaz
	Inférieur	Form. Whitestone River	
JURASSIQUE			
TRIASIQUE			
PERMIEN	Supérieur		Blackie M-59 (1964) Gaz
	Inférieur	Form. Jungle Creek	
CARBONIFÈRE	Supérieur	Form. Blackie	Chance L-08 (1960) G&P Chance G-08 (1965) P Birch B-34 (1965) G Chance G-19 (1968) G&P South Chance G-19 (1968) G
		Mbr. Alder	
		Mbr. Chance	
		Mbr. Canoe	
	Inférieur	Form. Ford Lake	Chance I-08 (1960) Gaz
DÉVONIEN	Supérieur	Form. Imperial	Plateau Peel N-49 (1958) Gaz South Tuttle N-05 (1965) Gaz
		Sable Tuttle	
		Form. Canol	
	Moyen	Form. Ogilvie	
	Inférieur	Form. Gossage	
		Form. Prong's Ck.	
		Form. Road River	
ILLURIEN			
ORD.		Groupe Ronning	
CAMBRIEN			
PRÉCAMBRIEN			
		Granites et roches métamorphiques	

	Roches clastiques, surtout sable
	Calcaire
	Dolomite

Figure 30. Tableau des formations, bassin de la plaine Eagle.

a donné un débit de gaz qui atteignait $283 \times E3 \text{ m}^3/\text{j}$ et a récupéré 290 m de pétrole.

- 3) On a également récupéré du gaz et du pétrole du membre Chance Sandstone de la formation Hart River, dans le voisinage du champ Chance. Le membre Chance Sandstone contient un grès poivre-et-sel qui a une texture fine à moyenne, dont la différenciation est tantôt moyenne, tantôt bonne et dont la porosité varie de 5 à 22 p. 100 (14 p. 100 en moyenne) et dont la perméabilité se situe entre 100 et 500 mD. Grosso modo, l'épaisseur du grès dans le champ Chance est de quelque 130 m. On a découvert six gisements dans le grès Chance (un gisement de pétrole et trois de gaz dans Chance G-1 9, L-08 et G-08, et un gisement de pétrole dans Chance G-08). On a découvert un autre gisement de gaz dans le grès Chance à Birch B-34. Cette unité a donné un débit de gaz qui atteignait $230 \times E3 \text{ m}^3/\text{j}$ avec une récupération de 610 m de pétrole et de condensat dans le tuyau.
- 4) On a également récupéré du gaz de la formation Jungle Creek du Permien inférieur dans le champ Blackie. L'unité contient un grès conglomératique,

mal différencié, de texture moyenne à grossière, et de 3 à 30 m d'épaisseur. La porosité varie de 5 à 20 p. 100 (15 p. 100 en moyenne) et la perméabilité, de 100 à 200 mD. Il y a jusqu'à 166 m de grès propre. On a décelé, dans cette unité, des débits de gaz atteignant $99 \times E3 \text{ m}^3/\text{j}$ à Blackie. Le potentiel pétrolier apparaît dans une boue mêlée de pétrole, récupérée lors d'un essai aux tiges, dans Birch B-34 foré dans la formation Jungle Creek, au nord et à l'est du champ Blackie.

Tous les réservoirs du Paléozoïque supérieur s'amincissent vers le sud et, sauf le grès Tuttle et la formation Hart River, ils ne se sont pas élaborés dans la ceinture d'affleurements qui entoure le bassin. Toutes les unités s'élèvent pour sous-affleurer la discordance basale du Crétacé au nord du champ Chance.

- 5) On a également récupéré du gaz de la formation Fishing Branch du Crétacé inférieur (groupe Eagle Plain; «grès Blackie K1») du puits Chance L-08. L'unité contient un grès marin poivre-et-sel à silex, de texture fine, modérément différencié. La porosité varie de 15 à 25 p. 100 (22 p. 100 en moyenne). L'unité recèle jusqu'à 50 m de grès propre et s'amincit vers le nord-ouest. On y a décelé du gaz dont le débit était de $23 \times E6 \text{ m}^3/\text{j}$.

En outre, deux essais aux tiges ont permis de récupérer des quantités plutôt faibles de gaz du membre Alder (calcaire supérieur) de la formation Hart River, près du sous-affleurement qui marque la limite de cette unité le long de l'anticlinal Chance. L'unité est un calcaire micritique à crinoïdes qui atteint 200 m d'épaisseur, dont la porosité varie de médiocre à passable. L'un des essais aux tiges a révélé un indice mineur de gaz dans la formation Ettrain. L'unité contient un calcaire squelettique à silex, brun pâle, et un packstone tassé où les carbonates propres atteignent 226 m d'épaisseur, dont la porosité varie de faible à passable.

On a également décelé du gaz dans la formation Ogilvie du Dévonien moyen (Peel Plateau N-49 et South Tuttle N-05) et dans la formation Gossage du Dévonien inférieur (South Tuttle N-05). Ces deux unités épaisses de carbonates constituent des réservoirs potentiels.

Structure, pièges et couvertures étanches

Les principales structures superficielles sont des anticlinaux et des synclinaux parallèles orientés vers le nord. Des failles de chevauchement parallèles aux structures superficielles sont présentes dans le sous-sol. Ces failles peuvent s'exprimer ou ne pas s'exprimer en surface, l'inclinaison limitée des chevauchements étant

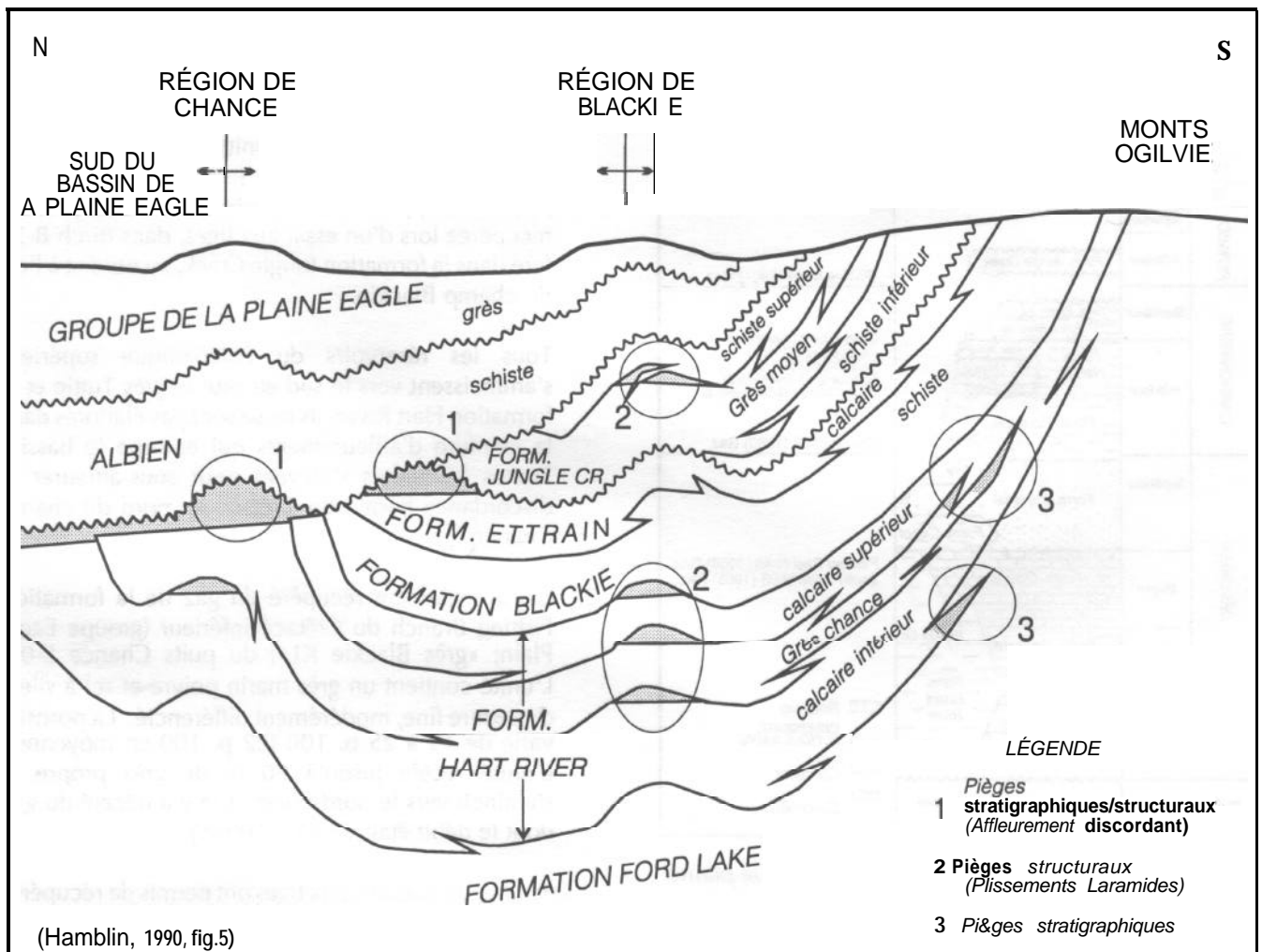


Figure 31. Coupe transversale schématisique, réservoirs et pièges potentiels, bassin de la plaine Eagle.

concentrée sur la discordance basale du Crétacé. Les configurations de pièges se trouvent multipliées par les permutations de plusieurs réservoirs potentiels sous-affleurant les discordances le long de la pente des anticlinaux. De plus, la présence de plusieurs pièges stratigraphiques est possible.

On a décelé cinq types de pièges d'hydrocarbures dans le bassin : 1) des plissements de l'orogénèse Laramide (Jungle Creek dans Blackie M-59 et le grès Fishing Branch dans Chance L-08); 2) des pièges combinant des facteurs de structure, de stratigraphie et de discordance sous le schiste du Crétacé inférieur (grès Chance dans Chance L-08); 3) des changements stratigraphiques de faciès dus à l'inversion du pendage (indice de gaz à South Chance D-63); 4) pincement de lentilles de grès discontinu (grès basal Chance); et 5) des transitions de faciès des carbonates aux schistes (calcaires Canoe River à Chance M-08 et de possibles pièges dans les formations Ogilvie et Gossage comme l'indiquent les indices de gaz relevés à South Tuttle N-05).

Des schistes à l'intérieur des formations constituent des couvertures étanches pour les réservoirs du Carbonifère et du Crétacé, tandis les changements de faciès des carbonates aux schistes forment des couvertures étanches latérales pour les réservoirs du Paléozoïque. La formation Whitestone River du Crétacé inférieur forme régionalement une couverture étanche pour les réservoirs tronqués par des discordances sous le Crétacé. Les schistes Canol et Prongs Creek constituent régionalement des couvertures étanches pour les carbonates Ogilvie et Gossage.

Roches mères

On a décelé cinq roches mères : 1) la formation Prongs Creek du Paléozoïque inférieur (on ne possède aucune donnée sur sa maturité); 2) la formation Canol du Paléozoïque inférieur (types II et III, le COT atteignant 9 p. 100; surmature pour donner lieu à un gisement de pétrole); 3) la formation Ford Lake du Paléozoïque

supérieur (types II et III, le COT atteignant 4 p. 100; état mature pouvant donner lieu à un gisement de pétrole et tout probablement la source du pétrole du champ Chance); 4) les schistes du Carbonifère supérieur et les carbonates riches en matière organique de la formation Blackie; et 5) les schistes de la formation Whitestone River de l'Albien (types II et III, marginalement matures). Un faible potentiel de roche mère existe peut-être dans les schistes des formations Imperial (type III, le COT est inférieur à 1 p. 100) et Jungle Creek (on ne possède aucune donnée de maturité pour ceux-ci).

Le gaz découvert jusqu'à maintenant est de 75 à 85 p. 100 composé de méthane, avec de faibles quantités de CO₂ de N₂ et de liquides. Le pétrole découvert à ce jour est du brut à faible teneur en soufre, de 29° à 37° API.

Potentiel

Il y a de fortes chances de découvrir de nouveaux gisements dans les pièges stratigraphiques et sous-jacents aux discordances du Paléozoïque, le long des crêtes de plissements du sud de la plaine Eagle. Dans cette région, il faudra encore délimiter plusieurs plis de chevauchement dans le sous-sol et il est possible de trouver de nouveaux pièges dans le pendage de structures déjà forées. En outre, mais cela est plus problématique, il y a des changements de faciès structurellement inversés, en direction du bassin, dans les formations Jungle Creek, entre la région de Blackie et la ceinture d'affleurements des monts Ogilvie.

Il existe un potentiel dans la zone de transition de faciès des carbonates aux schistes, dans les séries de carbonates du Paléozoïque inférieur, dans la partie nord-est du bassin. Dans ces structures, l'élaboration d'une

porosité convenable et la conservation sont les principaux risques et il faudra mieux délimiter les fronts de carbonates. C'est dans le sud du bassin, de chaque côté de la route Dempster, qu'existe le plus grand potentiel de découverte de pétrole et de gaz.

Lectures de base et références

Dixon, J. 1992. Stratigraphy of Mesozoic strata, Eagle Plain area, Northern Yukon. Commission géologique du Canada, Bulletin 408.

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

Hamblin, A.P. 1990. Upper Palaeozoic Petroleum Geology and Potential, Southern Eagle Plain, Yukon Territory, Commission géologique du Canada, dossier ouvert 2286 (traduction non disponible).

Link, C.M. and Bustin, R.M. 1989a. Organic Maturation and Thermal History of Phanerozoic Strata in Northern Yukon and Northwestern District of MacKenzie. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 37, p. 266-292

Link, C.M. and Bustin, R.M. and Snowdon, L.R. 1989b. Petroleum Source Rock Potential and Depositional Setting of Phanerozoic Strata in Northern Yukon and Northwestern District of MacKenzie. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 37, p. 293-315.

Martin, H.L. 1973. Eagle Plain Basin, Ykon Territory. In Future Petroleum Provinces of Canada, R.G. McCrossan (ed.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p. 275-306.

LE BASSIN WHITEHORSE

Âge	Fin du Triasique au début du Crétacé
Profondeur des zones visées	De la surface à 13000 m
Épaisseur maximale du bassin	?5000 m
Première découverte	Aucune
Type de bassin	Bassin cintré marquant une accréation de la marge du craton
Cadre des dépôts	Marin, deltaïque à alluvial
Réservoirs potentiels	Récifs du Triasique, grès du Jurassique
Structure régionale	Plissements serrés; très déformés et intrusifs vers le sud-ouest
Couvertures étanches	Schistes marins
Roches mères	Formations Laberge et Tantallus du Jurassique
Profondeur de la fenêtre	En surface pétrolière
Nombre de puits au total	Aucun
Sondages sismiques	Aucun
Superficie	20 000 km ²
Superficie sous licence	Aucune

(Les parties les plus prometteuses du bassin sont proches des routes et il est donc facile d'avoir accès aux centres peuplés qui offrent des services. Le terrain est accidenté, mais il est accessible et partiellement couvert d'arbres. Les conditions d'exploration se comparent à celles des contreforts du nord-est de la Colombie-Britannique.)

Le bassin Whitehorse contient des strates du Mésozoïque dont la conservation varie, dans un cadre d'entremont fortement structuré. Les caractéristiques des récifs et des carbonates qui s'y rattachent, ainsi que des grès deltaïques, pourraient avoir élaboré une porosité potentielle dans le sous-sol; on a repéré des schistes et des roches volcanoclastiques à fine texture. Des anticlinaux superficiels constituent des cibles de forage éventuelles, quoique la forte densité des failles complique la définition structurale du sous-sol. La maturité atteint des niveaux élevés dans la partie axiale du bassin, mais elle chute jusque dans la fenêtre gazière vers les flancs du bassin. Le potentiel pétrolier est médiocre.

Cadre géologique (Fig. 32)

Le bassin Whitehorse se situe dans la ceinture d'entremont de la cordillère de l'Amérique du Nord. Les dépôts du bassin sont des roches volcaniques et sédimentaires d'un terrain allochtone du Mésozoïque Stikinia qui s'est rattaché à la marge de l'ancienne Amérique du Nord au cours du Jurassique moyen. Le bassin est resserré entre des roches ignées de l'Ominéca ancien, à l'est, et la ceinture plutonique côtière, plus récente, à l'ouest.

Les sédiments du bassin se sont déposés dans le cadre d'un arc en retrait, l'arc d'une île volcanique se trouvant au sud-ouest. D'épaisses séries de roches volcaniques et volcanoclastiques du Triasique ont été déposées près de l'arc émergent, mais certaines régions du bassin étaient suffisamment éloignées des apports clastiques ou favorablement situées dans la circulation océanique pour favoriser la croissance de récifs. Au cours du Jurassique ancien, la pénétration et l'érosion de roches granitiques plutoniques a accompagné un enfoncement accéléré

du bassin et le dépôt d'épaisses séries de conglomérats en éventail et de volcanoclastiques.

Un soulèvement et une compression au début du Crétacé ont mis fin à l'accumulation de sédiments dans le bassin. Des indications paléomagnétiques suggèrent un mouvement ultérieur du terrain Stikine vers le nord par rapport au continent nord-américain, au cours du Crétacé récent et du Tertiaire ancien (quoique les données sur le mouvement vers le nord en définissent assez mal l'ampleur). La tension de cisaillement résultant du déplacement du bassin a engendré beaucoup de failles et de fractures, et des roches plutoniques ont envahi une grande partie de la zone ouest et sud-ouest du bassin pendant cette période.

Historique de l'exploration

L'exploration d'hydrocarbures dans le bassin s'est limitée à une étude géologique du terrain : la majeure partie de la section stratigraphique est exposée bien en vue dans

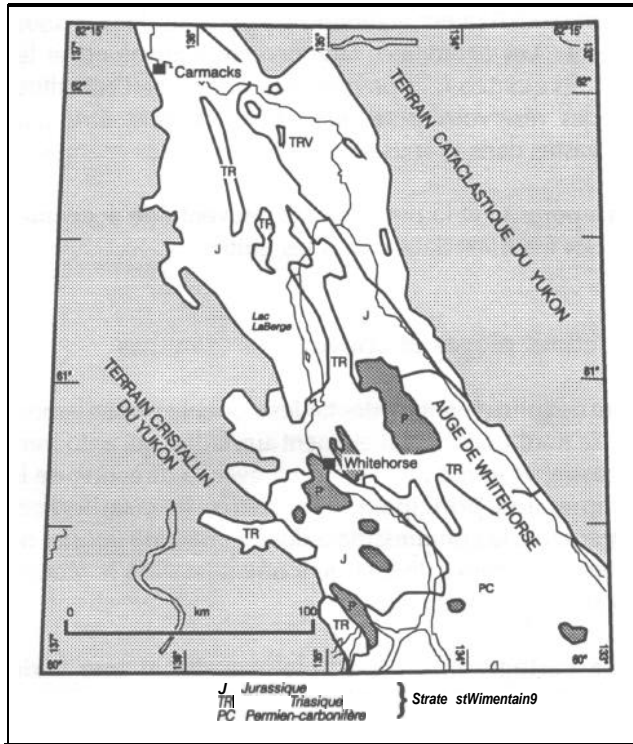


Figure 32. Carte géologique simplifiée du bassin de Whitehorse.

les limites du bassin et les études de la surface donnent une bonne idée des unités qu'on est susceptible de rencontrer dans le sous-sol. On n'a effectué aucun sondage sismique dans le bassin, ni foré aucun puits.

On connaît plusieurs dépôts houillers dans le bassin, principalement dans la formation Tantalus du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur. Les lits de charbon sont généralement peu étendus à cause des dépôts restreints. Le rang est assez variable : l'un des dépôts (à Braeburn) est de l'antracite. Les charbons sont, pour la plupart, bitumineux et de modérément à fortement volatils. Certains lits de charbon pourraient être exploités pour leur méthane, quoique, jusqu'à maintenant, on ait préféré utiliser le charbon comme tel comme source locale d'énergie.

Stratigraphie (Fig. 33)

Il se peut qu'une couche de strates sédimentaires pouvant atteindre jusqu'à 5000 m d'épaisseur ait été déposée dans le bassin, mais le degré de conservation des dépôts originaux varie grandement. Le fond du bassin se compose de métasédiments du groupe Yukon (Précambrien et plus récent). Des roches volcaniques et des calcaires du groupe Taku du Paléozoïque (Permien et ?Pennsylvanien) recouvrent cette fondation ancienne. La stratigraphie du Mésozoïque du bassin comprend trois grandes divisions le groupe Lewes River (Triasique

	ÂGE	FORMATION	LITHOLOGIE
CRÉTACÉ	NOÉCOMIEN	FORM. TANTALUS	Arkose, aleurolite, conglomérat, argilite, charbon
JURASSIQUE		GROUPE LABERGE	FORM. TANGLEFOOT Grès arkosique
			--Tuffs--
			FORM. CONGLOMERATE
			FORM. RICHTHOFEN Schiste arkosique
TRIASIQUE	NORIEN	GROUPE LEWES RIVER FORMATION AKSALA	MBR. MANDANA Grauwacke gris, vert et rouge et conglomérat de gravier
			MBR. HANCOCK Calcaire
	KARNIEN	MBR. CASCA Schiste, grauwacke, calcaire	
		ES. POVOAS	Brèche volcanique, chlorite - Schiste amphibolique
PERMIEN		GROUPE TAKU	Calcaire, brèche calcaire chert, roches vertes et (?) roches pyroclastiques

Figure 33. Tableau des formations, bassin de Whitehorse.

supérieur), le groupe Laberge plus récent (Jurassique) et la formation Tantalus du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur. On n'a établi aucune section typique de ces unités et leur périmètre est mal défini. Les groupes Lewes et Laberge ne semblent séparés par aucune discontinuité majeure.

- 1) Le groupe Lewes River. La formation Povoas, à la base du groupe, comprend des basaltes et des brèches volcaniques, métamorphisées en schistes dans la zone de Carmacks. Les roches volcaniques sont recouvertes par la formation Aksala, qui se divise en trois membres. Dans la zone de Laberge, le membre Casca contient du grauwacke calcaire et du grès, avec des lits intercalés de calcaire bioclastique et de calcaire argileux, ainsi que de conglomérats et d'agglomérats mineurs. Le membre Hancock est une unité de carbonate qui comprend d'épais calcaires et des calcaires argileux mineurs. Des récifs se sont formés là où le substrat et la turbidité le permettaient. Les récifs peuvent être entassés ou se fondre latéralement à cause de variations majeures d'épaisseur. Typiquement, le côté nord-est des récifs est fortement incliné et porte des blocs de grauwacke et de calcaire issus de la marge des récifs. La marge sud-ouest des récifs se fond en sables bioclastiques dans les lagons peu profonds et, vers l'ouest, plus près des rives de l'arc volcanique, en

grès quartzeux. Le membre Mandanna est constitué de grauwacke rouge et d'un conglomérat de cailloux. Cette unité peut représenter un niveau moins élevé et l'exposition du sommet des récifs.

Le groupe Lewes River affleure le long de la crête de l'anticlinal Povoas à l'est du lac Laberge, dans une large bande qui traverse le centre du bassin à la latitude de Whitehorse. On présume qu'il est présent dans le sous-sol, sous l'affleurement des strates Laberge plus récentes. On a repéré plus de 2000 m de strates.

- 2) Le groupe Laberge représente une progradation majeure de matériel clastique de l'arc insulaire en formation, qui a empêché les récifs de se développer davantage dans le bassin. Les schistes limoneux d'eau profonde, avec des conglomérats mineurs, et les grès arkosiques proximaux de la formation Richthofen sont recouverts de conglomérats épais de la formation Conglomerate, de tufs de la formation Nordenskold et de grès arkosiques à gros grain de la formation Tanglefoot. Le groupe Laberge affleure sur une vaste région au nord et à l'ouest du lac Laberge et au sud-ouest de Whitehorse. On a repéré plus de 2000 m de strates.
- 3) La formation Tantalus recouvre le groupe Laberge par-dessus une discordance angulaire. Ses conglomérats riches en silice et ses grès sont très distincts des clastiques d'origine granitique des strates sous-jacentes. Les sédiments Tantalus ont été déposés sur une large plaine côtière, peut-être dans un bassin fermé, isolé de l'influence marine. Les roches sont des grès conglomératiques, des grès deltaïques et du charbon, qui sont peut-être issus des marges est et ouest du bassin. La formation Tantalus est conservée dans de petites avant-buttes dans la partie nord du Bassin, le plus important affleurement se manifestant dans la zone de Carmacks. On a repéré environ 750 m de strates.

Réservoirs potentiels

- 1) Les grès et les grès conglomératiques du groupe Laberge. Le faciès proximal du Richthofen, les formations Conglomerate et Tanglefoot offrent un potentiel de porosité dans le sous-sol, suite à une dissolution de feldspath.
- 2) Les carbonates récifaux et le faciès clastique qui s'y rattache dans le groupe Lewes River. Le complexe récifal bien exposé à Lime Peak (à l'est du lac Laberge) a 250 m d'épaisseur et on l'a cartographié latéralement sur 3 km. Les récifs, les conglomérats de grès interrécifaux et les grès carbonatés peuvent

potentiellement élaborer une porosité dans le sous-sol. Les carbonates latéralement équivalents et les grès quartzo-feldspathiques peuvent aussi constituer des réservoirs potentiels et ils peuvent être plus vastes dans le sous-sol que les récifs eux-mêmes.

La porosité et la perméabilité peuvent être accentués par des fractures dans toutes les unités.

Structure, pièges et couvertures étanches

L'axe des plissements et des failles s'oriente généralement vers le nord-ouest, parallèlement aux failles qui entourent le bassin, et forme un angle droit avec la direction de la compression principale. Toutefois, le cisaillement postérieur à la compression a donné une forte densité de failles secondaires diversement orientées dans la plupart des structures originales.

La cartographie superficielle a défini une série d'anticlinaux faillés à l'intérieur du bassin. La couverture mésozoïque est profondément tronquée sur les anticlinaux les plus proéminents et il y a de grands risques de brèches de réservoirs, particulièrement dans le groupe Laberge. On ne peut que présumer la structure plus profonde du bassin : cependant, il existe probablement des pièges structuraux souterrains qui ne s'expriment pas en surface.

Il se peut que les propriétés de réservoir soient accentuées par les fractures, mais il est probable que l'intégrité des couvertures étanches a été affaiblie. Les schistes Richthofen pourraient former une couverture étanche efficace par-dessus le groupe Lewes River. Les couvertures étanches risquent d'être rares dans le faciès proximal de grès qui caractérise le groupe Laberge dans la portion sud-ouest du bassin. Les roches volcanoclastiques à texture fine sont des couvertures étanches potentielles et elles sont présentes dans l'ensemble de la succession du Mésozoïque. En général, les couvertures étanches risquent grandement d'être absentes de ce bassin fortement structuré et souvent soumis à des forces de tension.

Roches mères

On a noté un certain nombre de suintements pétroliers dans la région. Un échantillonnage limité laisse croire que ceux-ci étaient des déversements de produits raffinés et non pas du pétrole d'origine géologique. On a aussi rapporté des émanations superficielles de gaz allumant des «boules de feu» en venant en contact avec les systèmes d'échappement des véhicules en mouvement. Il est probable que ce gaz soit d'origine biogénique, ce qui expliquerait le phénomène.

Templeman-Kluit (1978) a noté que les faciès à l'arrière du récif du groupe Lewes River sont localement bitumineux et pourraient représenter des accumulations potentielles d'hydrocarbures dans les faciès de récifs et de clastiques de hauts-fonds qui s'y rapportent, pourvu qu'une couverture étanche appropriée les recouvre. Un échantillonnage et une analyse géochimique restreints des schistes des unités stratigraphiques majeures du bassin, a montré que la formation Aksala du groupe Lewes River a une faible teneur en carbone organique et ne saurait être, dans le meilleur cas, qu'une source gazière passable. La formation Tantalus du Jurassique et du Crétacé a un indice de COT supérieur à 1 p. 100 dans les zones nord-est et sud-ouest du bassin Whitehorse. Le pétrole et le gaz y seraient potentiellement présents. La formation Richthofen du Jurassique a un indice de COT supérieur à 1 p. 100 dans la zone ouest du bassin, mais seul le gaz y est potentiellement présent. Toutes les roches mères potentielles paraissent surmatures le long de l'axe central du bassin (indiquant l'enfouissement le plus profond?), mais elles se situeraient dans la fenêtre de génération gazière vers les flancs du bassin. La formation Tantalus à la surface se situe dans la fenêtre pétrolière, dans un contexte de mesures de réflectance de vitrinite restreintes.

Potentiel

Le bassin n'offre qu'un potentiel faible à modéré d'accumulation conventionnelle de gaz; l'exploration dans cette région fortement structurée, dont les réservoirs sont discontinus et non prouvés, comporte de grands risques. Les anticlinaux superficiels sont les cibles

évidentes d'une première phase de forage, là où les unités de réservoirs potentiels ne comportent pas de brèche. Le potentiel pétrolier semble faible en l'absence de roches mères à l'échelle de la région, susceptibles de générer du pétrole, et dans un contexte de maturité très élevée. La houille semble offrir quelque possibilité d'exploration de gisements de méthane issus des lits de charbon.

Lectures de base et références

Bostock, H.S. and Lees, E.J. 1938. Laberge Map Area, Yukon. Commission géologique du Canada, Memoir 217.

Koch, N.J. 1973. The Central Cordilleran Region. In Future Petroleum Provinces of Canada, R.G. McCrossan (ed.), Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, p.27-71.

Reid, P.R. and Templeman-Kluit, D.J. 1987. UpperTriassic Tehyan-type Reefs in the Yukon. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 35, no.3, p. 316-332.

Tempelman-Kluit, D.J. 1978. Reconnaissance Geology, Laberge Map Area, Yukon. In Current research, Part A, Commission géologique du Canada, Article 78-1A, p. 61-66.

Tozer, E.T. 1958. Stratigraphy of the Lewes River Group. Commission géologique du Canada, Bulletin 43, 28 p.

Wheeler, J.O. 1961. Whitehorse Map Area, Yukon Territory. Commission géologique du Canada, Memoir 312, 156 p.

LE BASSIN KANDIK

Âge	Du Paléozoïque au Crétacé; couverture du Quaternaire
Profondeur des zones visées	De 2500 à 4500 m
Épaisseur maximale du bassin	Jusqu'à 5500 m de roches du Mésozoïque
Indices d'hydrocarbures	En surface : bitume dans des schistes du Triasique et des calcaires du Paléozoïque Dans le sous-sol : taches de pétrole et indices mineurs de gaz, bitume
Première découverte	Aucune
Type de bassin	Cordillère : plateau marin autochtone en eau peu profonde (du Paléozoïque au début du Mésozoïque). Bassin de compression Laramide (du Crétacé au Récent)
Cadre des dépôts	Plateau continental peu profond de carbonates et de clastiques
Réservoirs potentiels	Monticules récifaux et fronts de faciès de carbonates; carbonates fracturés; lentilles de grès
Structure régionale	Plissements ouverts à ondes longues; failles d'expansion mineures; charriage dans la partie sud du bassin
Couvertures étanches	Schistes marins et carbonates denses
Roches mères	Schistes et carbonates riches en matière organique
Profondeur des fenêtres	De 1800 à 2900 m de pétrole et de gaz
Nombre de puits au total	1 aux É.-U.; aucun au Canada (3 puits dans la ceinture d'affleurements à l'est du bassin)
Sondages sismiques	Environ 200 km le long des marges du bassin au Canada (tous antérieurs à 1980)
Pipelines	Aucun
Superficie	9209 km ² (80 p. 100 en Alaska)
Superficie sous licence	Aucune (au Canada)

Le bassin Kandik en est au début de la phase exploratoire. Il existe un potentiel de gisements petits à moyens de pétrole et de gaz dans les formations du Crétacé inférieur et du Dévonien moyen et dans les grès du Protérozoïque supérieur, dans des pièges structuraux et de sous-discordance. Les carbonates du Triasique, du Permien, du Carbonifère et du Paléozoïque représentent un potentiel de pièges stratigraphiques.

Cadre géologique (Fig. 34)

Le bassin Kandik est un bassin du Paléozoïque et du Mésozoïque conservé dans la cordillère. Il chevauche la frontière entre le Yukon et l'Alaska, à 907 km au sud-est de Prudhoe Bay et à 2600 km au nord-ouest de Calgary. Le périmètre des sédiments du Mésozoïque délimite le bassin, qui est entouré de ceintures d'affleurements de roches non métamorphisées du Précambrien et du Paléozoïque. Le bassin a subi une compression d'est en ouest à la fin du Crétacé et durant le Quaternaire; cela a entraîné un soulèvement et l'élaboration de plissements de chevauchement.

Historique de l'exploration

L'exploration pétrolière dans la partie canadienne du bassin a débuté en 1970 avec le forage du puits INC Husky Amoco Blackfly YT M-55 tout près de la marge est du bassin. Le puits M-55 a été foré dans le grès Jungle Creek du Permien de la voûte Blackfly. Il s'enfonce à une profondeur totale de 2070 m, se terminant dans les schistes Ford Lake du Dévonien au Carbonifère. Le puits Inexo Husky et al. Porcupine YT G-31 (1972) pénètre à 2658 m, jusqu'aux sédiments du groupe Tinder du Protérozoïque supérieur. Le puits le plus récent foré au Canada (également en 1972) est Inexo et al. Mallard YT

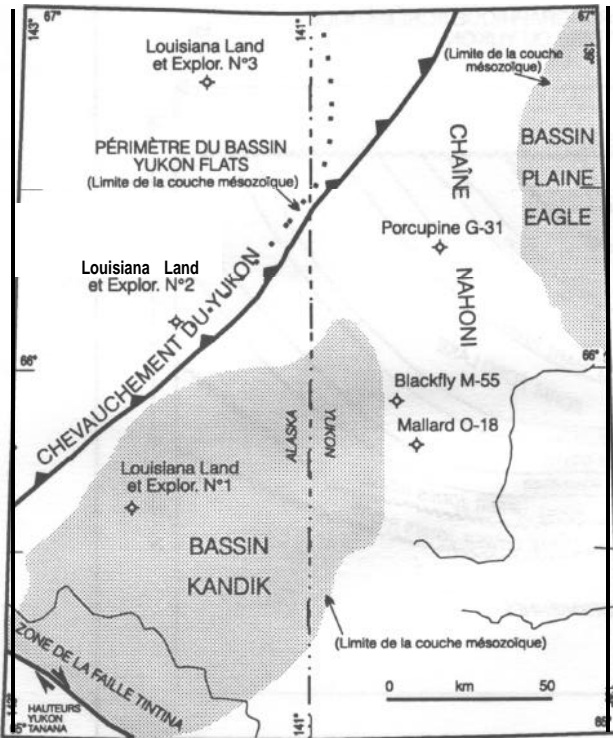


Figure 34. Tracté et emplacements des puits pour le bassin Kandik et les environs.

O-1 8, qui s'enfonce dans un anticlinal à failles de chevauchement, qui comporte des strates Hart River du Carbonifère émergeant en surface. Ce puits perce 3200 m de strates Hart River à failles répétées. Aucun de ces puits n'a pénétré de gisements d'hydrocarbures.

De plus, un autre puits a été foré dans la portion alaskane du bassin. En 1976, Louisiana Land and Exploration No. 1 s'est enfoncé à 3367 m de profondeur jusqu'à la formation Jungle Creek du Permien. On n'y a pas découvert d'hydrocarbure commercial, mais on a noté, au cours du forage, la présence d'huile morte et de taches d'huile dans les carottes et plusieurs venues de gaz. En 1977, deux autres puits (Louisiana Land and Exploration No. 2 et 3) ont été forés dans le bassin Yukon Flats, moins profond, au nord du bassin Kandik. Aucun de ces puits n'a repéré d'hydrocarbures.

Stratigraphie (Figs.35,36)

Le bassin Kandik contient 11 km de strates du Paléozoïque au Récent, entourées d'affleurements du Précambrien au Permien autour de la marge du bassin.

Le groupe Tindir du Protérozoïque supérieur se compose de diamictites, de clastiques, de dolomites et de calcaires siliceux déposés en eau profonde. Ces strates sont recouvertes, dans la discordance, par une série de cycles de carbonates et de schistes du Paléozoïque. Le

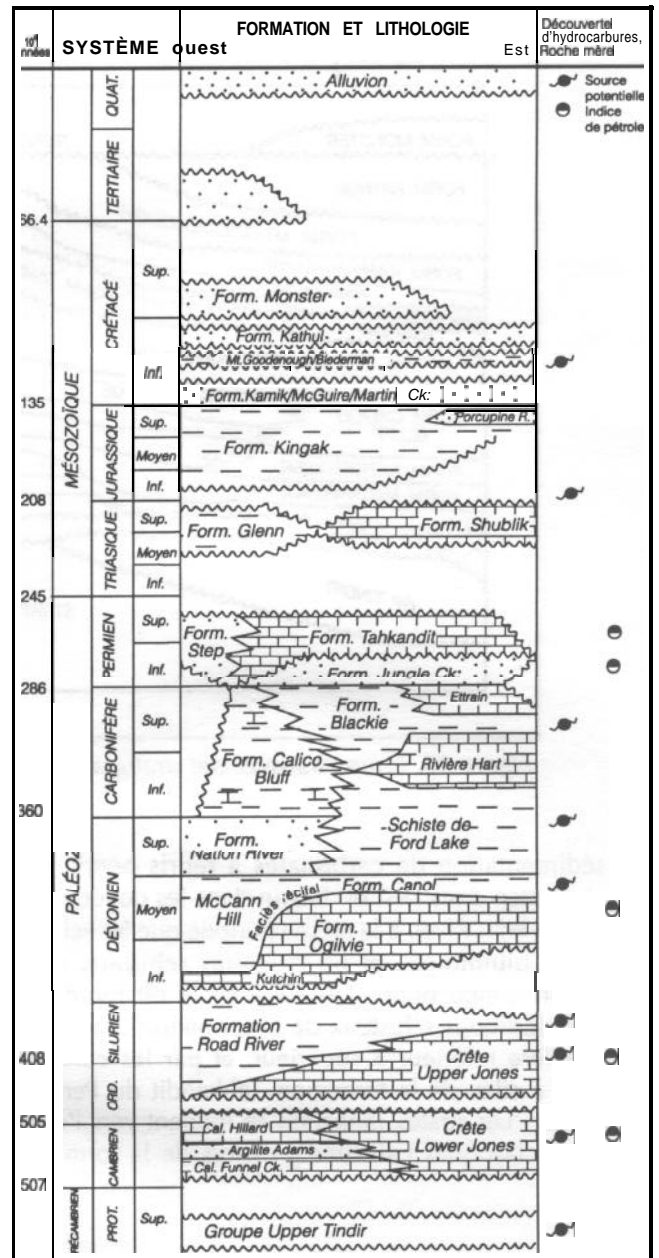


Figure 35. Stratigraphie du bassin Kandik.

premier cycle est représenté par les calcaires dolomitiques de la formation Jones River (Cambrien-Ordovicien), qui recouvrent, avec une discordance, le groupe Tindir, et par les schistes Road River (Ordovicien-Silurien). Le deuxième cycle est représenté par des dolomites de plate-forme du Dévonien et les calcaires de la formation Ogilvie, et par les schistes à silex de la formation McCann Hill (en Alaska) et par les schistes Canol (au Canada).

Pendant le Dévonien récent, la sédimentation sur le plateau continental du Paléozoïque a été dominée par des clastiques dans les dépôts de la formation Nation River à l'ouest et dans les schistes épais Ford Lake à l'est.

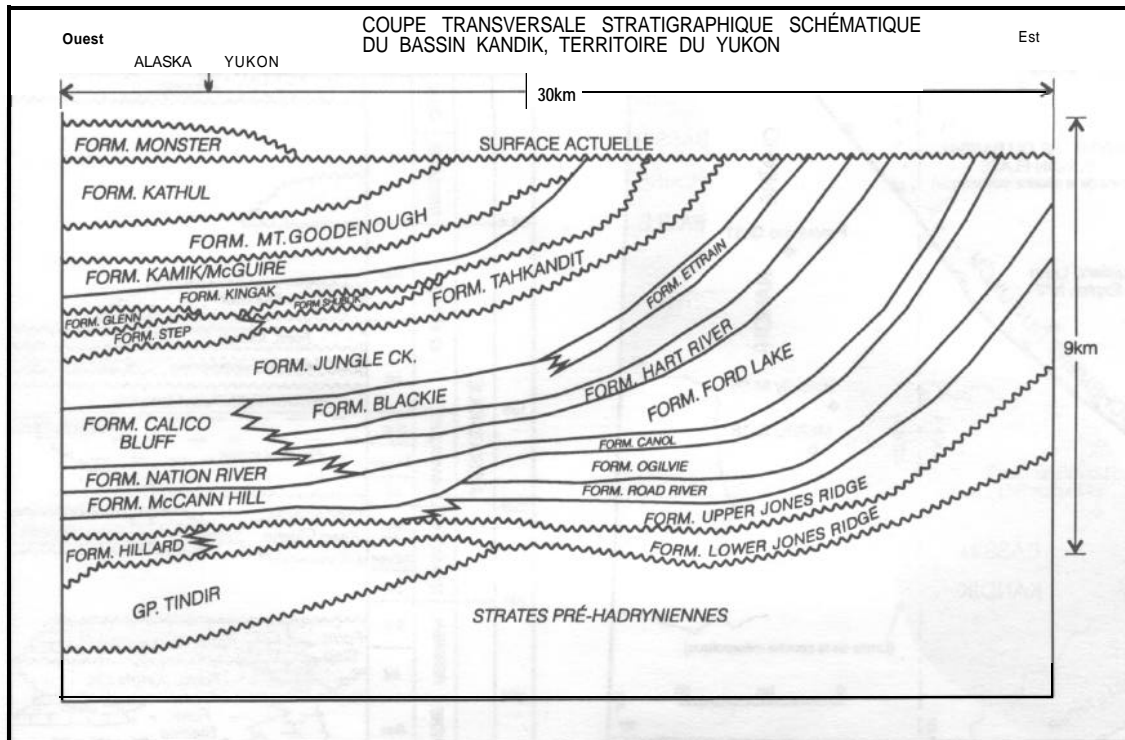


Figure 36. Coupe transversale stratigraphique schématique du bassin Kandik, territoire du Yukon.

La sédimentation de carbonates a repris pendant le Mississippien dans l'est du bassin dans les dépôts de la formation Hart River, à la même période que les schistes calcaires bitumineux et les calcaires schisteux de la formation Calico Bluff. Un autre cycle est représenté par les clastiques schisteux de la formation Blackie du Carbonifère inférieur à supérieur, et par les calcaires argileux à silex de la formation Tahkandit du Permien supérieur. Les strates Tahkandit se fondent vers l'ouest dans les clastiques calcaires grossiers de la formation Step.

Une discordance majeure sépare les strates Tahkandit/ Step du calcaire Shublik du Triasique supérieur qui les recouvrent et de son équivalent à l'ouest le schiste bitumineux, riche en matière organique, de la formation Glenn. Les schistes épais de la formation Kingak du Jurassique recouvrent, dans la discordance, les strates du Triasique. Ceux-ci sont, à leur tour, recouverts par les strates du Crétacé formées de pointes clastiques périodiques, séparées par des discordances. Les strates du Crétacé comprennent les grès et les aleurolites schistiques des formations Martin Creek, Kamik, Mount Goodenough et Kathul, et les grès conglomératiques de la formation Monster. Des sédiments alluviaux du Quaternaire et du Récent recouvrent, dans la discordance, les formations du Crétacé.

Réservoirs potentiels

Il existe un potentiel d'élaboration de réservoirs aux horizons suivants :

- 1) Dans les calcaires de la formation Tahkandit. Dans la portion alaskane du bassin, ces strates ont des zones poreuses locales qui portent des taches d'huile brun foncé.
- 2) Dans les grès calcaires de la formation Jungle Creek (Calico Bluff). Dans la portion alaskane du bassin, ces strates ont révélé des émulsions d'huile brun rougeâtre.
- 3) Dans la formation Ettrain. Dans le bassin Kandik, les calcaires Ettrain sont presque deux fois plus épais que ceux du bassin de la plaine Eagle.
- 4) Les calcaires et grès calcaires de la formation Hart River.
- 5) Dans la formation Ogilvie. Les carbonates récifaux ont une bonne porosité et une bonne perméabilité dans les affleurements qui longent la rivière Porcupine en Alaska. Des fractures et des fissures dans la formation contenaient une émulsion d'huile brun verdâtre pâle.

- 6) Dans la formation Jones Ridge. Les calcaires et les argilites présentaient une bonne porosité et une bonne perméabilité dans les affleurements et elles contenaient une émulsion d'huile brun foncé.
- 7) Les calcaires et les grès près du sommet du groupe Tindir ont une porosité de fracture suffisante pour contenir des hydrocarbures.

On a découvert des hydrocarbures dans les formations Jungle Creek et Hart River du bassin de la plain Eagle. On a également trouvé des indices mineurs de gaz dans les formations Ettrain et Ogilvie.

Structure, pièges et couvertures étanches

Le bassin Kandik a été plissé et faillé dans presque toute son étendue de la fin du Crétacé au Tertiaire. Les axes de plissement s'orientent vers le nord-ouest et ils ont un lien avec un mouvement de cisaillement qui s'exerçait le long de la zone de la faille Tintina, sur la marge sud du bassin. Les roches du Protérozoïque et du Paléozoïque forment de vastes plis ouverts, peu fracturés, le long de la charnière, tandis que les roches du Mésozoïque et du Cénozoïque forment des plis isoclinaux serrés avec des lignes de charnière fracturées et des membres abruptes, très souvent retournés.

Au moins deux séries orthogonales de failles abruptes du Crétacé ou plus récentes sont présentes dans le bassin. Des failles de charriage faiblement inclinées ont été repérées dans la portion canadienne du bassin, rendant possible l'existence de pièges de chevauchement dans cette région.

Les schistes des formations Mount Goodenough, McGuire, Kingak et Ford Lake constituent des couvertures étanches possibles pour les unités du Carbonifère et du Crétacé. Les transitions de faciès des carbonates aux schistes (Ogilvie/McCann et Ettrain/Blackie) et des grès aux schistes (Nation River/Ford Lake) constituent des couvertures étanches latérales possibles pour les unités du Paléozoïque inférieur. Les schistes des formations Canol et Road River supérieure, quoique relativement minces, pourraient former des couvertures étanches par-dessus les réservoirs du Dévonien moyen ou plus anciens. La formation Kungak du Crétacé inférieur pourrait agir régionalement comme une couverture étanche pour les réservoirs tronqués par la discordance sous-jurassique.

Roches mères

La géochimie indique que les roches mères du Dévonien moyen au Crétacé inférieur sont matures ou surmatures dans un contexte pétrogénétique. Trois roches mères ont

été repérées dans le bassin Kandik. Ce sont des schistes de la formation Canol, de type II et III, riches en kérogène, dont l'indice de COT atteint 7 p. 100; des schistes du sommet de la formation Road River, de type I et II, riches en kérogène, dont l'indice de COT atteint 5 p. 100; et des schistes de la formation Mount Goodenough, de type II et III, riches en kérogène, dont l'indice de COT atteint 2 p. 100.

En outre, quatre autres roches mères semblent possibles par une estimation visuelle de leur contenu organique. Ce sont : les calcaires du groupe Tindir; les calcaires de la formation Jones Ridge supérieure; les schistes à silex de la formation McCann Hill et les «schistes pétrolifères» riches en matière organique de la formation Glenn inférieure.

Deux autres roches mères potentielles sont indiquées par l'analogie avec le bassin de la plaine Eagle. Les formations Ford Lake et Blackie contiennent toutes deux du kérogène de type I et II, mais elles pourraient s'avérer surmatures dans le bassin Kandik.

Potentiel

La géologie du bassin Kandik se compare à celle du bassin voisin de la plaine Eagle où l'on a découvert plusieurs gisements de pétrole et de gaz. Une stratigraphie et une disposition semblables de pièges laissent espérer des découvertes modérées ou même importantes dans les roches du Paléozoïque supérieur et du Mésozoïque, particulièrement dans des pièges stratigraphiques et sous-jacents aux discordances, le long de la crête des plis et dans les failles qui s'y rattachent. Dans la portion canadienne du bassin Kandik, des pièges de chevauchement laissent entrevoir une autre possibilité. D'autres accidents, mais plus risqués ceux-là, ont trait aux pièges structuraux/stratigraphiques accompagnant les changements de faciès. Un certain potentiel pourrait exister dans les zones de transition des carbonates aux schistes, dans les séries de carbonates qui débutent au Cambrien et qui se poursuivent au cours du Dévonien.

Les risques élevés de l'exploration des formations du bassin sont liés à l'élaboration de faciès de réservoirs, à la conservation de la porosité, à la maturité des roches mères et à la concordance chronologique de la migration avec les mouvements tectoniques du Crétacé.

Lectures de base et références

Churkin, M. and Brabb, E. 1969. Prudhoe Bay Discovery Forces a Look at Other Alaskan Petroliferous Areas. Oil and Gas Journal, v. 67, no 46, p. 104-110.

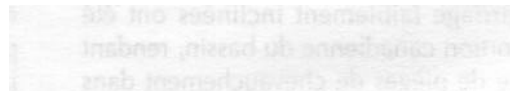
Gabrielse, H. 1992 Géologie du Canada no. 4. Géologie de l'orogène de la cordillère au Canada. Commission géologique du Canada, no. 4, v. G-2.

Hite, D. and Nakayama, E. 1980. Present and Potential Petroleum Basins of Alaska, in New Ideas, New Methods, New Developments, M. Landwehr (ed.). Exploration and Economics of the Petroleum Industry. Matthew Bender, Publisher, v. 18, p. 511-560.

Link, C.M. and Bustin, R.M. 1989. Organic Maturation and Thermal History of Phanerozoic Strata in Northern Yukon and Northwestern District of MacKenzie. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 37, p. 266-292.

Link, C.M. and Bustin, R.M. and Snowdon, L.R. 1989b. Petroleum Source Rock Potential and Depositional Setting of Phanerozoic Strata in Northern Yukon and Northwestern District of MacKenzie. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 37, p. 293-315.

Meyerhoff, A.A. 1982. Hydrocarbon Resources Arctic and Subarctic. In Arctic Geology and Geophysics, A. Embry and H. Balkwill (eds.). Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 6, p. 509-510.



LE BASSIN BONNET PLUME (FIG. 37 ET 38)

Âge	Du début du Crétacé au début du Tertiaire
Épaisseur maximale du bassin	Jusqu'à 700 m(?)
Première découverte	Aucune
Type de bassin	Bassin d'entremont
Cadre des dépôts	Alluvial, continental
Réservoirs potentiels	Grès et conglomérats du Crétacé
Structure régionale	Blocs faillés : chevauchement au sud
Couverture étanches	Schistes à l'intérieur des formations, nappes de chevauchement
Roches mères	Schistes sous-affleurant le Crétacé. Dévonien supérieur au Mississippien
Profondeur de la fenêtre	Inconnue de pétrole
Nombre de puits au total	Aucun (le plus près est celui de Toltec Peel River YT N-77, foré en 1970, à 20 km dans la portion nord-ouest du bassin)
Sondages sismiques	Aucun
Superficie	40 000 km ²
Superficie sous licence	Aucune

De minces dépôts du Quaternaire masquent la formation Bonnet Plume qui va de l'Albien au Paléocène et qui comprend des conglomérats et des grès suivis de grès, de schistes et de lignites. Dans la majeure partie du bassin, le Crétacé recouvre des blocs faillés et profondément tronqués du Protérozoïque. Au sud-ouest, les roches du Crétacé s'épaississent et recouvrent peut-être des roches mères des formations Road River, Canol, et Ford Lake du Paléozoïque. Des roches du Protérozoïque et du Cambrien chevauchent la marge sud du bassin, créant un contexte de sous-chevauchement qui constitue une zone de risque élevé dans les monts Wernecke. Les cibles étant peu profondes, les couvertures étanches assez médiocres et les roches mères réparties en un petit nombre d'îlots de conservation, le potentiel pétrolier et gazier est coté plutôt bas.

Lectures de base et références

Norris, D.K. and Hopkins, W.S. Jr. 1977. The Geology of the Bonnet Plume Basin, Yukon Territory. Commission géologique du Canada, Article 76-8.

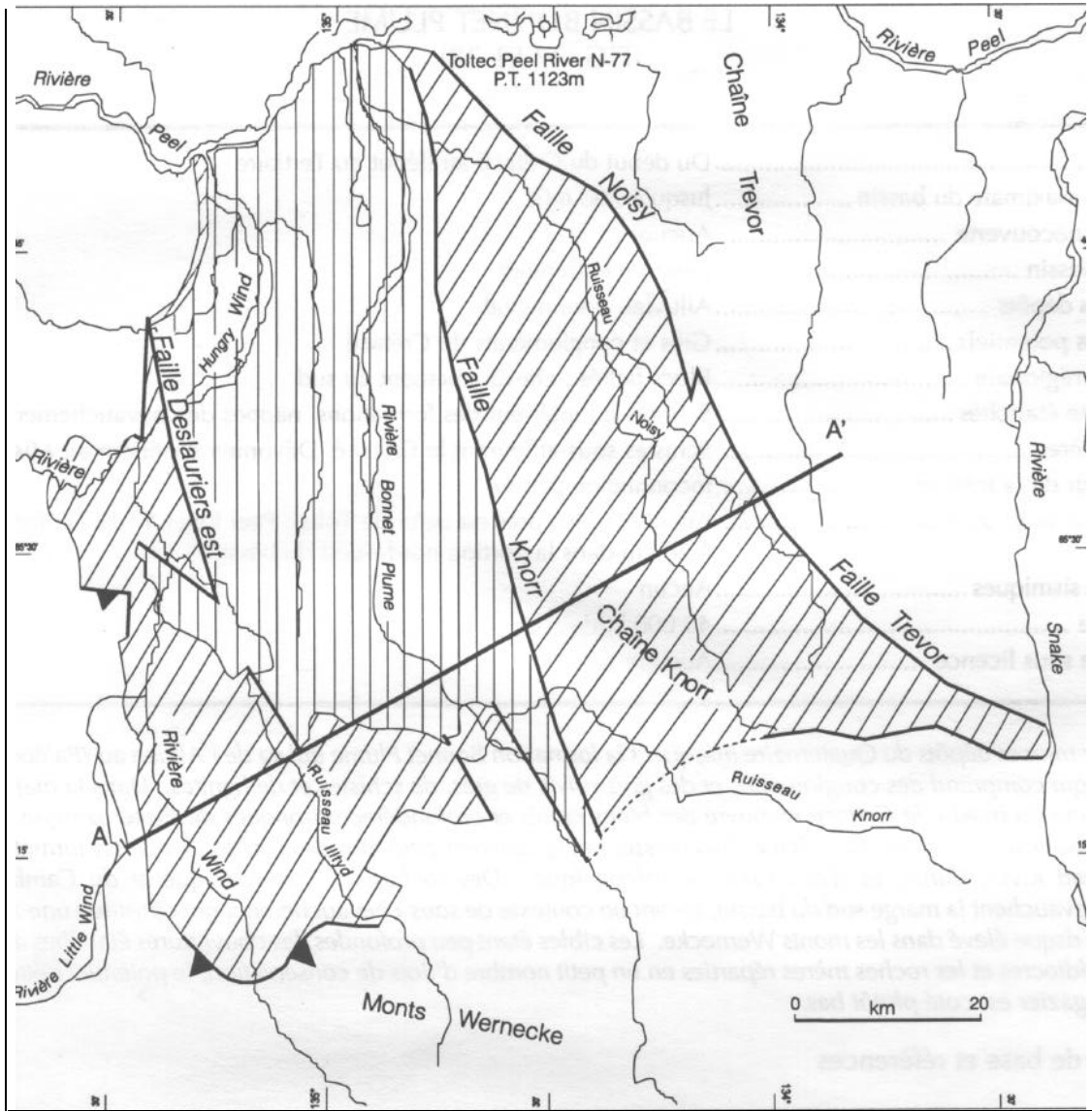


Figure 37. Le bassin Bonnet Plume ancestral (lignes diagonales et verticales) et préservé (lignes verticales) d'après Norris et Hopkins, 1977.

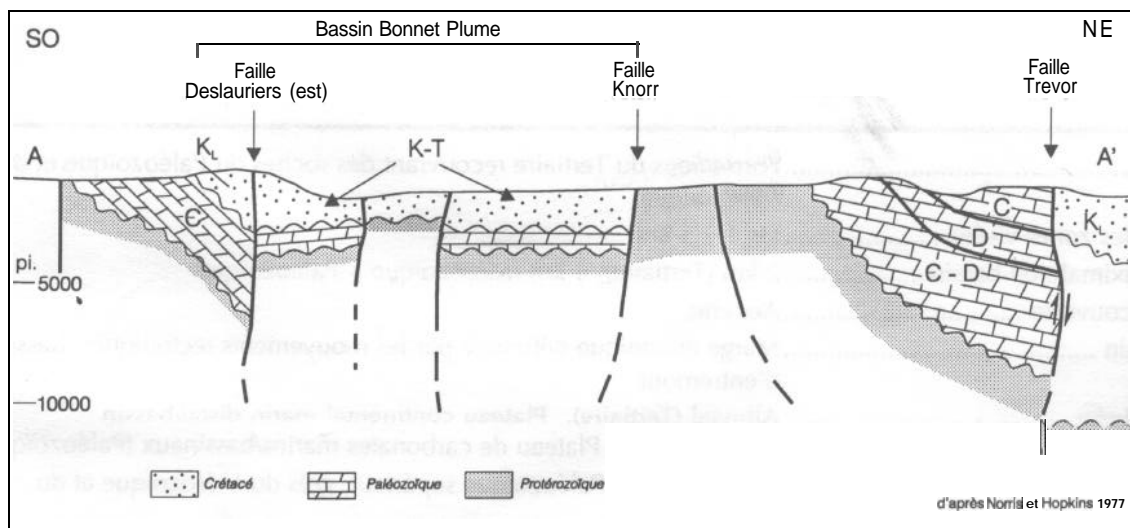


Figure 38. Coupe transversale schématique du bassin Bonnet Plume (d'après Norris et Hopkins, 1977).

LE BASSIN OLD CROW (Fig. 39 et 40)

Âge	Formations du Tertiaire recouvrant des roches du Paléozoïque et du Mésozoïque
Profondeur des zones visées	De 1 à 3 km
Épaisseur maximale du bassin	2 km (Tertiaire); 4 km ?Mésozoïque + Paléozoïque
Première découverte	Aucune
Type de bassin	Marge cratonique déformée par les mouvements tectoniques; bassin d'entremont
Cadre des dépôts	Alluvial (Tertiaire). Plateau continental marin distal/bassin (Mésozoïque). Plateau de carbonates marins/bassinaux (Paléozoïque)
Réservoirs potentiels	Carbonates du Paléozoïque supérieur, grès du Mésozoïque et du Tertiaire
Structure régionale	Anticlinaux faillés
Couvertures étanches	Schistes marins du ?Mésozoïque
Roches mères	Schistes du ?Carbonifère et du Mésozoïque
Profondeur de la fenêtre	Le Tertiaire est immature; les de pétrole roches du Mésozoïque et celles qui sont plus anciennes sont surmatures pour générer du pétrole
Nombre de puits au total	Aucun
Sondages sismiques	Près de 200 km de reconnaissance sismique effectuée de 1969 à 1972
Superficie	75 000 km ²
Superficie sous licence	Aucune

(Terrain plat couvert de moskeg et de lacs. Forêt clairsemée. Le centre peuplé est celui d'Old Crow (piste d'atterrissage), sans accès de la route Dempster.)

Bassin du Tertiaire recouvrant des roches plissées du Paléozoïque et du Mésozoïque issues du faisceau de plis de la cordillère. Il n'y a aucun forage dans le bassin et le potentiel est faible dans la section peu profonde du Tertiaire (structure inadéquate, couvertures étanches médiocres, roches mères immatures). La section du Mésozoïque est plus ou moins bien conservée dans les axes des synclinaux : on estime que les faciès sédimentaires sont distaux et que leur potentiel en tant que réservoirs est faible. Les carbonates du Paléozoïque pourraient avoir élaboré une porosité diagénétique accentuée par des fractures, mais il pourrait y avoir des brèches dans la majeure partie des anticlinaux. Les clastiques du Paléozoïque s'il y en a seraient des équivalents distaux des grès deltaïques de la pente nord de l'Alaska. La maturation des roches mères des ceintures d'affleurements environnantes laisse croire que le bassin pourrait générer du gaz.

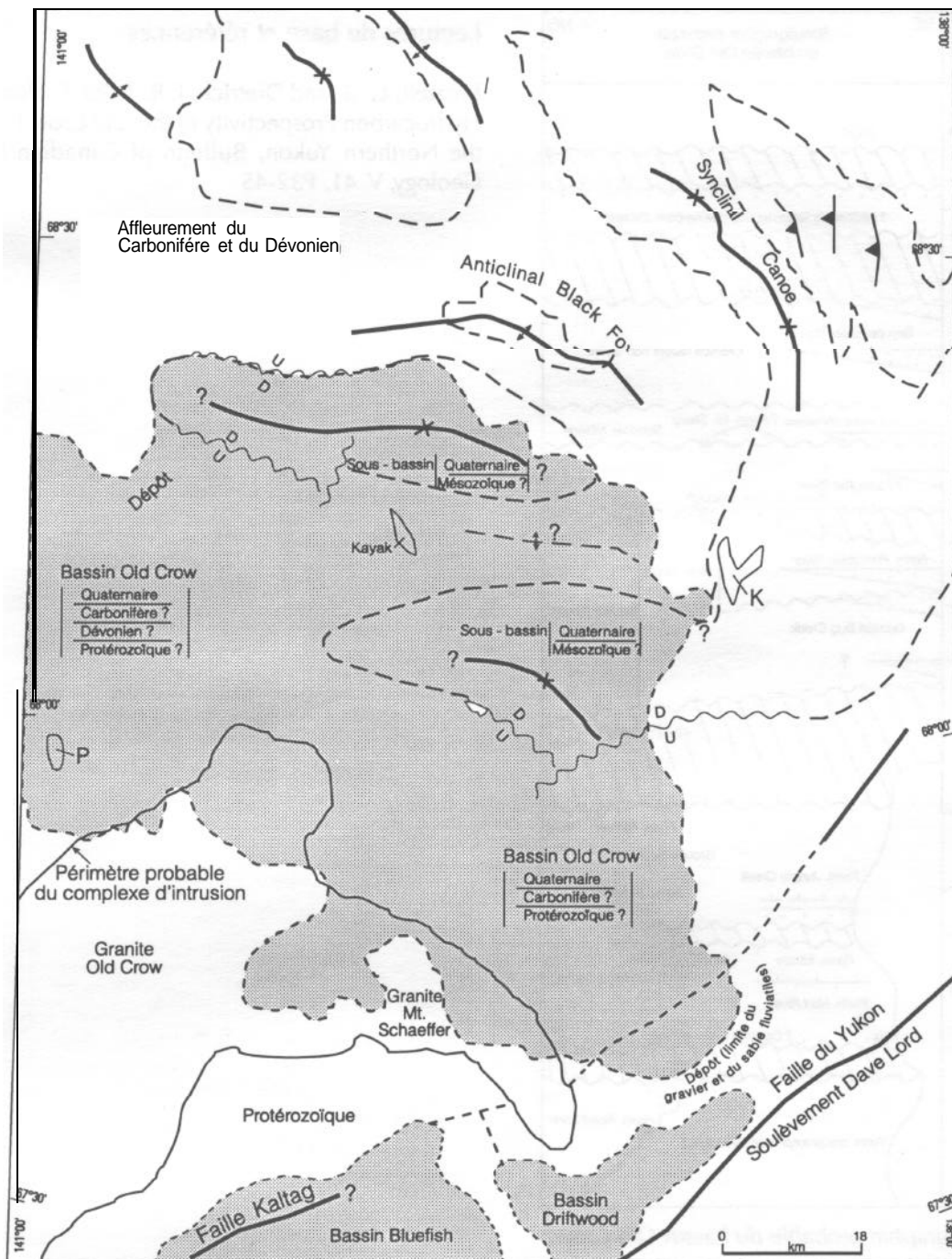


Figure 39. Caractéristiques géologiques du bassin Old Crow et des environs.

Lectures de base et références

Morrell, G. R. and Dietrich, J. R. 1993, Evaluation of the Hydrocarbon Prospectivity of the Old Crow Flats Area of the Northern Yukon, Bulletin of Canadian Petroleum Geology, V. 41, P32-45

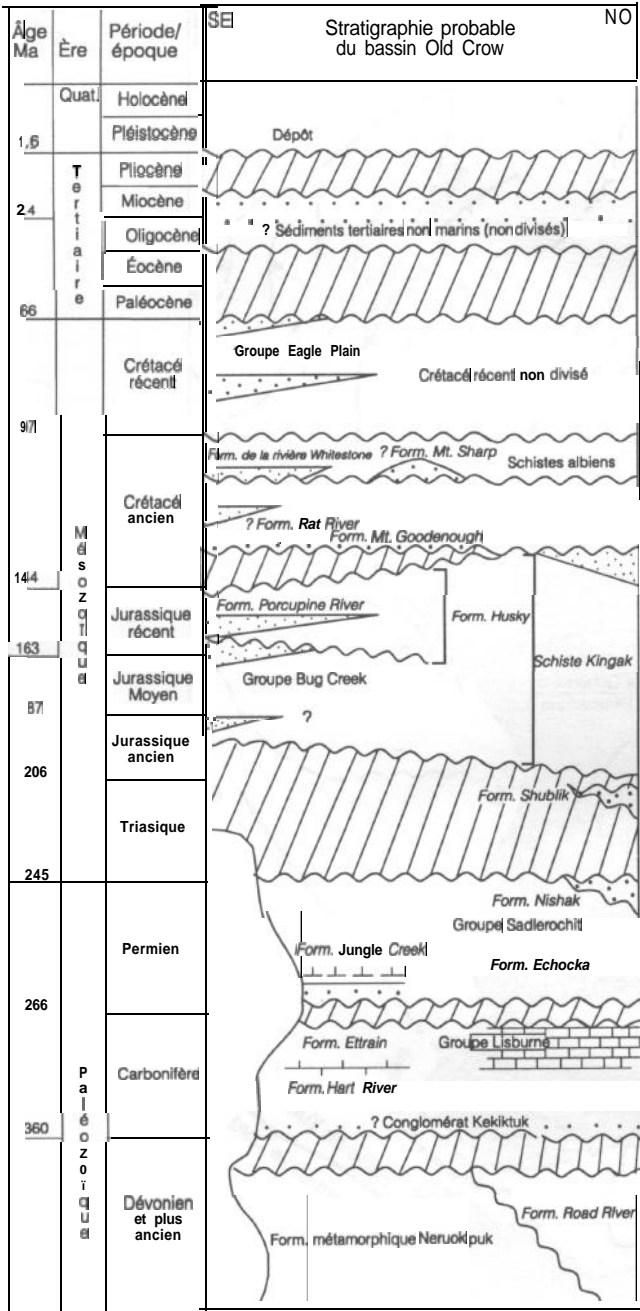


Figure 40. Stratigraphie probable du bassin Old Crow.