

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

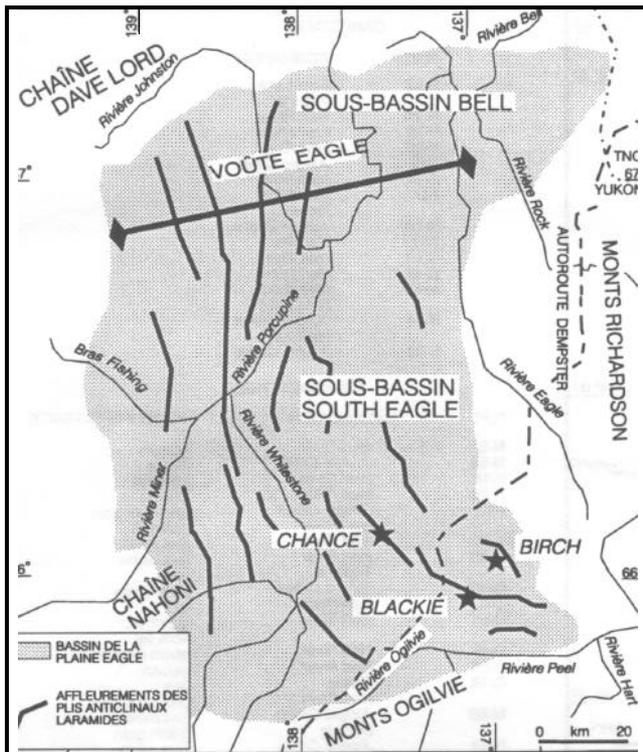


Figure 27. Structures majeures, emplacements des puits et sous-bassins, bassin de la plaine Eagle.

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

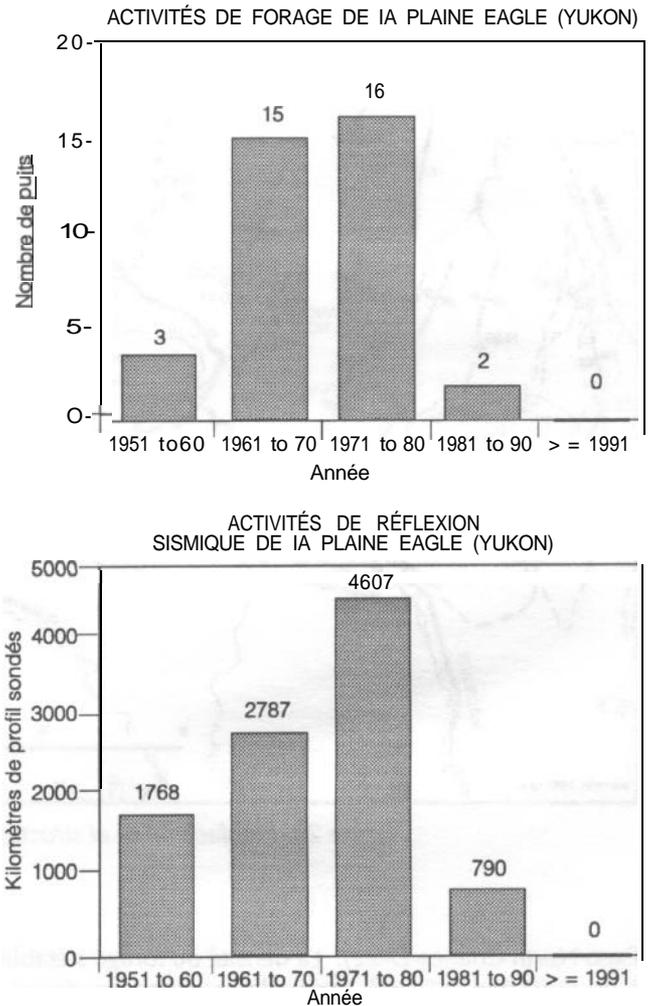


Figure 28. Historique du forage et des sondages sismiques, région de la plaine Eagle.

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

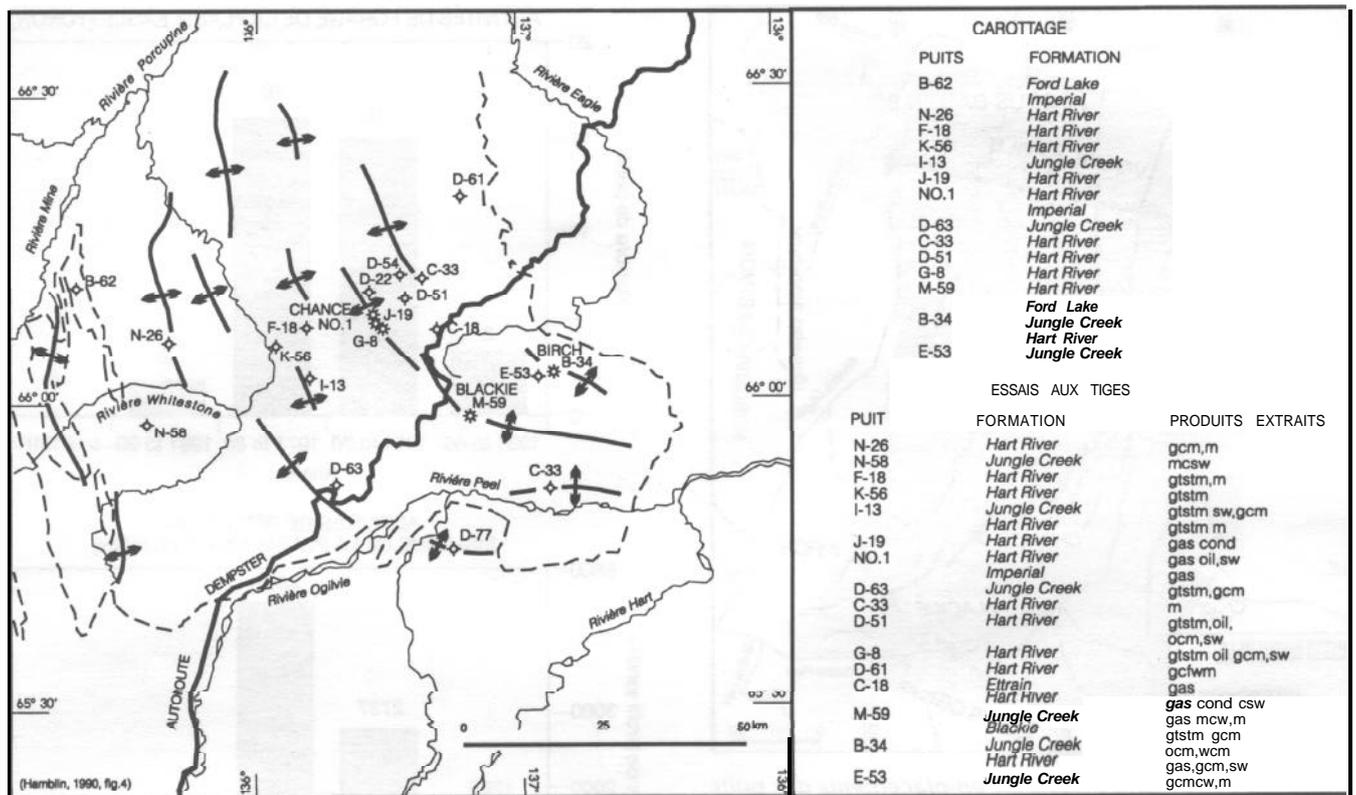


Figure 29. Emplacements et structures des puits dans le sud de la plaine Eagle.

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, bréchique 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. Whitebone 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

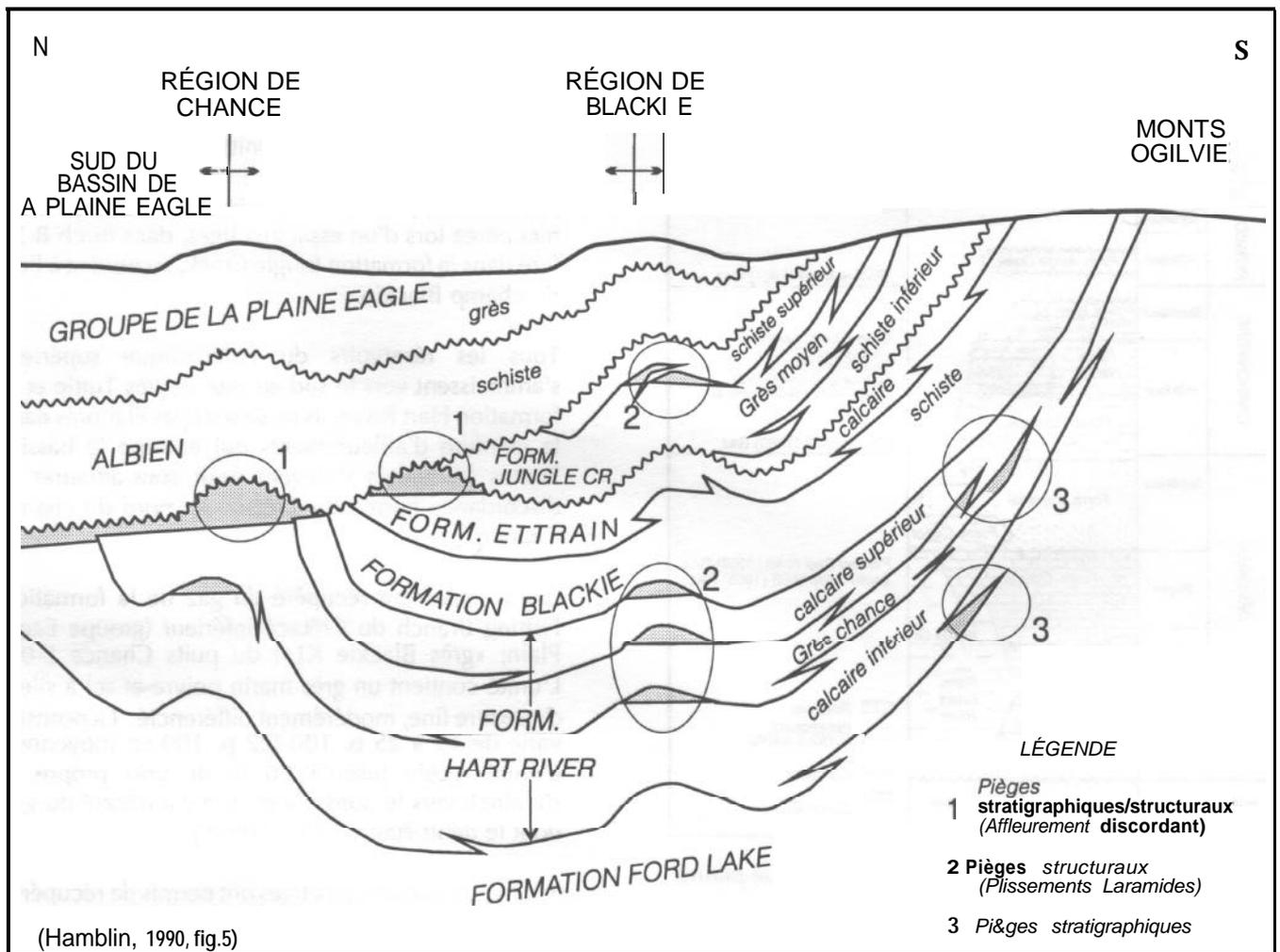


Figure 31. Coupe transversale schématisique, réservoirs et pièges potentiels, bassin de la plaine Eagle.

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.