

# CHAPITRE 2 — LA VALLÉE DU MACKENZIE, LES TERRITOIRES DU SUD ET LES PLAINES INTÉRIEURES

## SUD DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST ET SUD-EST DU YUKON

---

|  |  |
|--|--|
| Âge .....  | Du Cambrien au Crétacé   |
| Profondeur des strates visées .....              | De 700 à 4500 m  |
| Épaisseur maximale du bassin .....               | Plus de 5000 m dans la ceinture des contreforts, s'amenuisant vers l'est   |
| Indices d'hydrocarbures .....                    | Indices de pétrole et de gaz dans plusieurs formations du Dévonien au Crétacé  |
| Première découverte .....                        | <b>1955</b> (Briggs Rabbit Lake No. <b>1 0-16</b> ; Slave Point Gas)   |
| Ressources découvertes .....                     | Gaz : Rendement global dans 16 champs: 17,4 x E9 m <sup>3</sup><br>Pétrole : Rendement global dans 1 champ: confidentiel à ce jour   |
| Production .....                                 | Gaz : <b>9,5 x</b> E9 m <sup>3</sup> Production d'essai à Cameron Hills  |
| Type de bassin .....                             | Grabens précambriens; marge continentale du Paléozoïque; bassin de l'avant-pays datant du Mésozoïque   |
| Cadre des dépôts .....                           | Paléozoïque: eaux peu profondes du plateau continental jusqu'à la marge Mésozoïque: alluvial/eaux marines peu profondes (bassin de l'avant-pays)   |
| Réservoirs .....                                 | Carbonates du Dévonien moyen (?Carbonates du Dévonien supérieur, grès du Mississippien et du Crétacé)  |
| Structure régionale .....                        | Plissements de soulèvement vers l'ouest; failles normales et failles de décrochement dans les plaines  |
| Couvertures étanches .....                       | Schistes épais du Dévonien, un peu d'anhydrite, carbonates denses  |
| Roches mères .....                               | Schistes matures du Dévonien, carbonates, évaporites; schistes du Mississippien et du Crétacé  |
| Profondeur des fenêtres .....                    | Près de 800 m de pétrole et de gaz   |
| Nombre de puits au total .....                   | 400 (386 de prospection, 14 de délimitation)   |
| Densité moyenne des puits .....                  | 1 par 464 km <sup>2</sup>  |
| Sondages sismiques .....                         | 7228 km depuis 1974; du 60 <sup>e</sup> au 61 <sup>e</sup> degré de latitude <b>N</b> ; plus au nord, les données sont bonnes, mais plus dispersées  |
| Pipelines .....                                  | Pipeline pétrolier Norman Wells jusqu'à Zama. Pipeline gazier Point Mountain/Kotanelee jusqu'au système de transmission du West Coast en C.-B. Les pipelines, jusqu'aux champs de gaz Hossitl et July Lake, en C.-B., sont à quelques kilomètres de la frontière des Territoires du Nord-Ouest |
| Superficie .....                                 | 180 000 km <sup>2</sup>  |
| Superficie sous licence (km <sup>2</sup> ) ..... | 1100 km <sup>2</sup> détenus en vertu d'attestations de découvertes importantes ou de baux   |

(Les conditions d'exploration se comparent à celles qu'on trouve dans le nord de l'Alberta et jusqu'aux contreforts de la Colombie-Britannique. Il y a un terminus ferroviaire à Hay River sur le Grand Lac des Esclaves et des centres de services à la population à Fort Liard, à Fort Simpson et à Yellowknife, capitale des Territoires du Nord-ouest.)

---

*Ce prolongement nordique du bassin sédimentaire prolifique de l'Ouest canadien fait l'objet de plusieurs explorations complémentaires dans le nord de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. Le plateau Liard dans le sud-est du Yukon et le sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest est une région gazière en exploitation qui est déjà raccordée au système de pipelines Westcoast. Les forages de prospection visant les nombreux chevauchements qu'on n'a pas encore sondés dans les vastes anticlinaux*

faillés du Plateau Liard (contreforts), augmenteront sûrement les réserves gazières de la région. Plus à l'est, sur les plaines, 17 puits de prospection ont donné des indices de pétrole et 20 autres, des indices de gaz. Cela révèle un potentiel de densité de découvertes de gaz comparable à celui des régions adjacentes de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Récemment, des essais d'exploitation pétrolière à Cameron Hills ont conforté les études géochimiques régionales qui indiquaient un potentiel pétrolier dans la partie moins profonde de l'est de la région située au nord de la frontière de l'Alberta.

## Cadre géologique (Fig. 8 et 9)

À la fin du Précambrien, le proto-Pacifique s'est ouvert tout le long du craton de l'Amérique du Nord. Durant cette période, une tectonique d'expansion a créé une structure de horst et de graben dans le soubassement précambrien, sur laquelle se sont ensuite déposés les sédiments de la marge passive de l'ouest de l'Amérique du Nord, qui était en voie de se former. La structure du soubassement a eu depuis une influence majeure sur les modèles de dépôts et le développement structural de la région.

Le sud des Territoires du Nord-Ouest et le sud-est du Yukon recouvrent une coupe transversale de la marge paléozoïque du continent. Des sédiments évaporitiques et clastiques se sont déposés dans un cadre proximal en bordure du Bouclier canadien, tandis que les carbonates et les schistes du plateau continental se déposaient dans

un cadre distal le long de la lisière externe de la plateforme de carbonates.

Les dépôts du Cambrien ancien étaient surtout des clastiques, avec des grès riches en quartz qui remplissaient les vallées, en s'amenuisant vers les flancs des collines, sur la surface précambrienne profondément érodée. Les sédiments cambriens semblent avoir été érodés ou ne se sont pas déposés sur une très grande portion du sud des Territoires, sauf dans le graben du bassin Root dans l'ouest de la région.

Aux dépôts clastiques ont succédé des dépôts de carbonates du plateau continental et de sa pente, de façon plus ou moins continue, du Cambrien moyen au Dévonien moyen. L'arche de Tathlina - une élévation topographique est-ouest qui a subsisté jusqu'à la fin du Dévonien - a établi la bordure nord des dépôts de carbonates du Dévonien moyen (Givétien). Les récifs

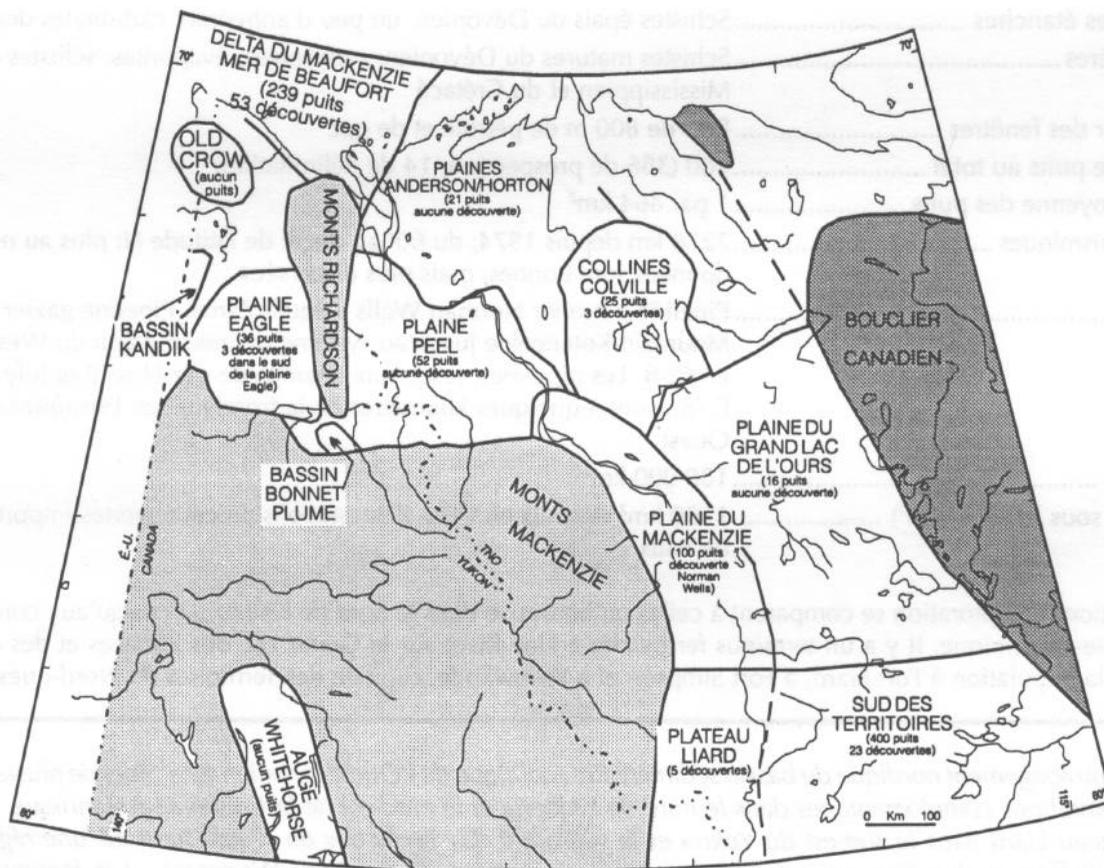


Figure 8. Régions d'exploration du nord-ouest continental du Canada.

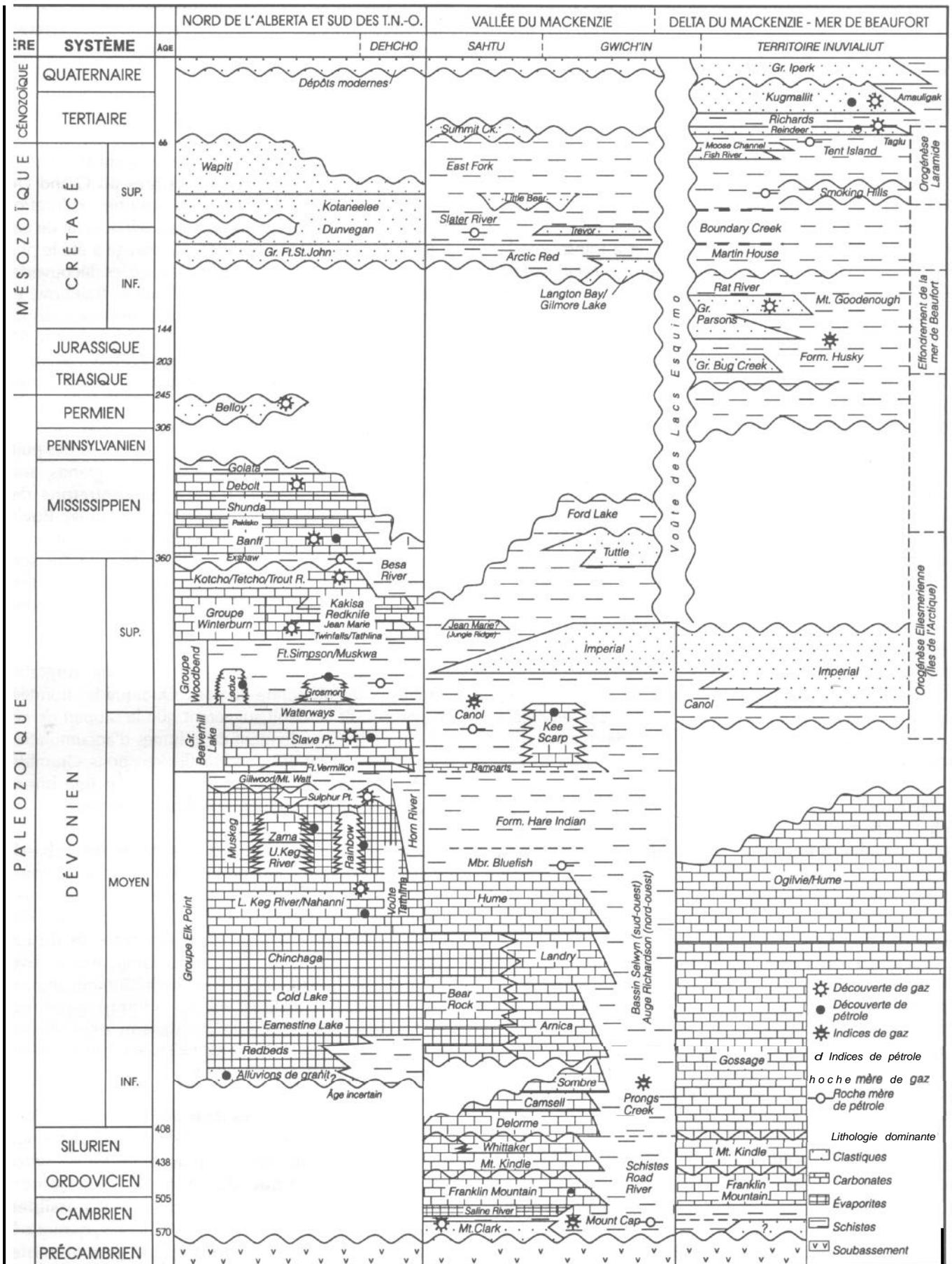


Figure 9. Tableau des formations du nord-ouest continental du Canada.

épais situés au-dessus de l'arche de Tathlina constituent la barrière Presqu'île. Au nord de celle-ci, les eaux devenaient plus profondes jusque dans le bassin Horn River où prédominaient des dépôts de schistes. Vers la fin du Dévonien, un bassin très étendu de schistes avec des dépôts intermittents de carbonates s'est formé et il a persisté pendant tout le Mississippien.

Le soulèvement de la cordillère s'est amorcé au début du Crétacé. Le plissement et le chevauchement de l'épaisse série du Paléozoïque a créé la ceinture des contreforts dans l'ouest de la région et a transformé la marge océanique du Paléozoïque en mer continentale qui a caractérisé le Mésozoïque. Les dépôts subséquents ont eu lieu dans le cadre d'un bassin de l'avant-pays.

On ne connaît que de façon approximative les limites est de la ceinture perturbée : au sud du 61<sup>e</sup> degré de latitude N, la structure Bovie Lake qui s'oriente en direction nord-sud suggère une limite commode, mais l'influence orogénique s'est certainement fait sentir dans la zone structurale Liard-Celibeta, plus à l'est (figure 22 dans Reinson et al., 1993). Entre les 61<sup>e</sup> et 62<sup>e</sup> degrés de latitude N, la limite est mal définie (en l'absence de profils sismiques modernes), mais elle est probablement déterminée par le «Liard High» (Meijer Drees, 1990) dans le nord et prolonge peut-être la structure Bovie Lake.

Après l'ère paléozoïque, la région située entre les 61° et 62<sup>e</sup> degrés de latitude N s'est soulevée. Cela constitue la voûte La Martre dont la couverture crétacée a été érodée en grande partie (sauf sur le plateau Horn), exposant des strates du Dévonien moyen. Les sédiments du Mississippien ont été soulevés et érodés partout sauf dans la portion sud-ouest de la région.

Un rétrécissement extrême de la croûte dû à des chevauchements imputables à un enfoncement majeur en Colombie-Britannique sous l'énorme masse de la roche de la cordillère entassée par les mouvements tectoniques. Une épaisseur considérable de sédiments du Crétacé s'est déposée dans le bassin qui s'enfonçait rapidement. Des plissements et des chevauchements modérés au nord du 60<sup>e</sup> degré de latitude N ont engendré une ceinture orogénique plus large. Cela a dispersé le poids exercé sur la croûte et a ralenti l'enfoncement du bassin, accumulant moins de sédiments du Crétacé et préservant ultimement moins de strates de cette période. Les roches du Crétacé qui sont demeurées se cantonnent largement dans une région située au sud du 61<sup>e</sup> degré de latitude N.

À l'est de la ceinture perturbée, la plate-forme de carbonates est demeurée relativement non structurée. Elle est maintenant sous-jacente aux plaines intérieures du Nord qui sont comparativement peu accidentées. Les structures tectoniques se limitent à une disposition

orthogonale de failles normales de rejets médiocres, et à des failles de décrochement du Précambrien, orientées vers le nord-est dans le craton sous-jacent.

## Historique de l'exploration (Fig. 10 et 11)

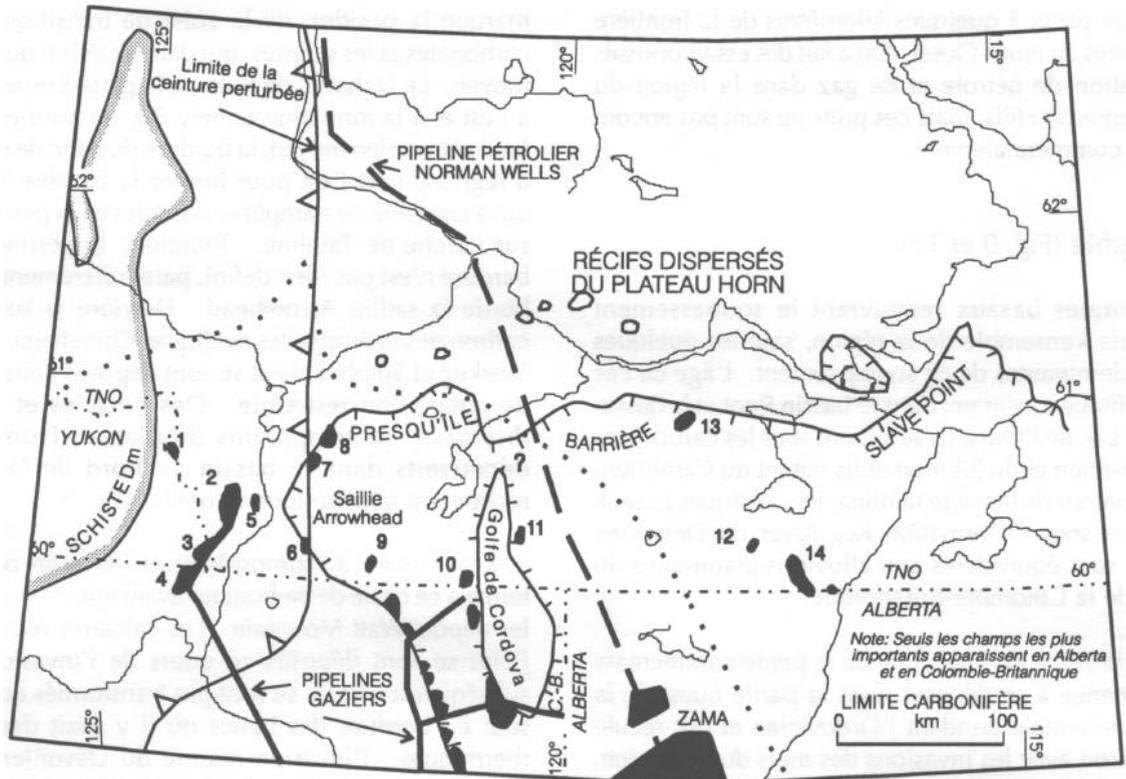
Quoiqu'on ait foré deux puits, dans les années 20, sur les lieux de suintements pétroliers près du Grand Lac des Esclaves, ce n'est qu'en 1946 qu'une exploration soutenue s'est amorcée. La première découverte de gaz a eu lieu à Rabbit Lake en 1955. Le forage a été le plus intense de 1966 à 1971, coïncidant avec les découvertes faites dans les bassins adjacents Zama et Rainbow, en Alberta. L'exploration s'est poursuivie lentement depuis 20 ans. On n'a foré que 400 puits entre le 60<sup>e</sup> et le 63<sup>e</sup> degré de latitude N, comparativement à des milliers dans le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada, dans le nord de l'Alberta et de la Colombie-Britannique.

On a désigné «découvertes importantes» 23 des puits forés. Six de ceux-ci, dont les trois plus grands, sont situés sur le plateau Liard dans les contreforts des Rocheuses, lequel s'étend vers l'est jusqu'au lac Bovie. Deux de ces champs sont actuellement exploités; un troisième est épuisé. Les 17 autres découvertes sont éparpillés sur les plaines intérieures jusqu'à la rivière Hay à l'est. Huit sont concentrés dans la région des collines Cameron.

Outre ces découvertes reconnues, une vingtaine d'autres puits ont donné du gaz. Quoique les données de pression et de débit suggèrent que la plupart de ces indices de gaz proviennent de volumes d'accumulation médiocres, le débit non contrôlé de deux puits, Grumbler G-63 et Mink Lake I-38, laisse entrevoir une bonne pression et une bonne perméabilité du réservoir.

La découverte de gaz la plus importante dans le bassin est celle du champ Pointed Mountain dans les Territoires du Nord-Ouest, formé de carbonates du Dévonien moyen, plissés par des chevauchements et fracturés. Près de 80 p. 100 des 10,2 x E9 m<sup>3</sup> des réserves de gaz estimées ont déjà été extraites de ce champ. Beaver River (situé en grande partie en Colombie-Britannique mais se prolongeant au Yukon) est un champ gazéifère comparable, qui tire à la fin de son exploitation économique. Le champ Kotaneelee, au Yukon, est au début de sa phase d'exploitation.

Les gisements gazéifères issus des structures et de la stratigraphie du Dévonien à l'est de la ceinture déformée, ont en moyenne des réserves plus modestes d'environ 0,3 x E9 m<sup>3</sup>, quoique des zones d'entassement potentiellement productrices demeurent possibles. Aucune de ces découvertes n'a été exploitée, quoique le réseau de pipelines du nord-est de la Colombie-

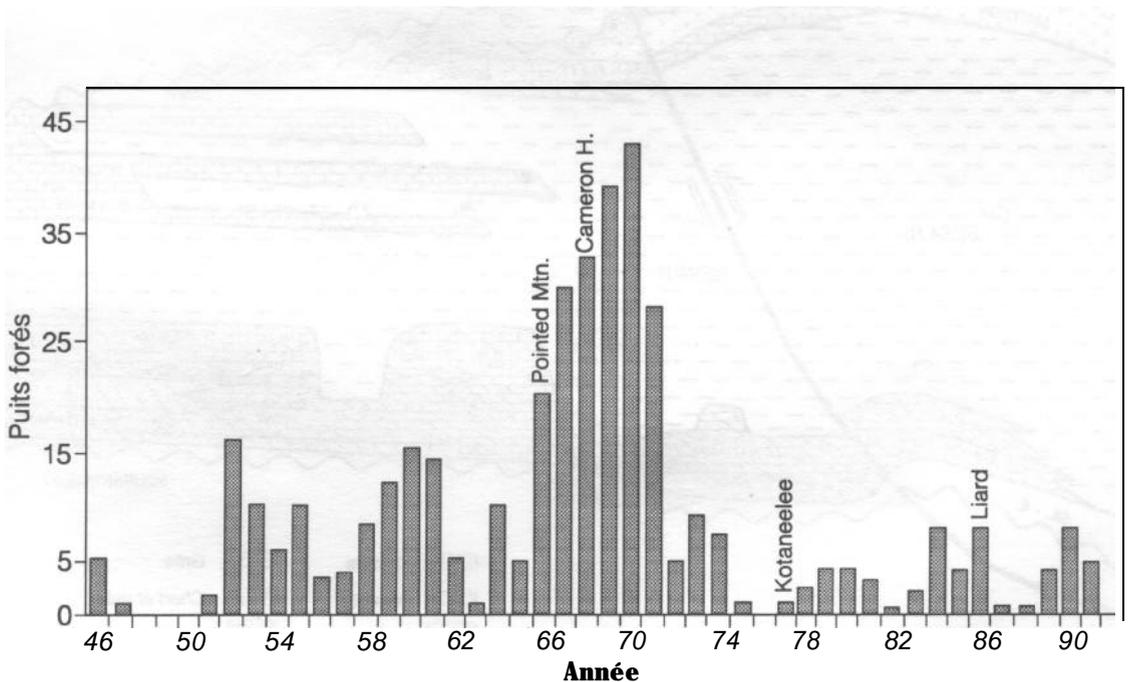


**DÉCOUVERTES**

- |                     |                  |                   |
|---------------------|------------------|-------------------|
| 1. La Biche         | 6. Bovie Lake    | 11. Trainor Lake  |
| 2. Pointed Mountain | 7. Arrowhead     | 12. Ta thlina     |
| 3. Kotanelee        | 8. Netla         | 13. Rabbit Lake   |
| 4. Beaver River     | 9. Celibeta      | 14. Cameron Hills |
| 5. Liard            | 10. Island River |                   |

- Champs gaziers
- Pipelines gaziers
- Pipelines pétroliers

**Figure 10.** Caractéristiques géologiques, découvertes de gaz et pipelines de la zone continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest.



**Figure 11.** Historique de forage dans la zone continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest et dans le secteur adjacent du Yukon.

Britannique passe à quelques kilomètres de la frontière des Territoires du Nord-Ouest. On a fait des essais poussés d'exploitation de pétrole et de gaz dans la région du champ Cameron Hills, mais ces puits ne sont pas encore exploités commercialement.

### Stratigraphie (Fig. 9 et 12)

Des clastiques basaux recouvrent le soubassement cristallin de l'ensemble de la région, sauf les quelques hauteurs dominantes de ce soubassement. L'âge de ces grès est difficile à estimer : dans le bassin Root et le bassin du Grand Lac de l'ours, ils se situent sous les carbonates de l'Ordovicien et du Silurien et ils datent du Cambrien. Dans le contour de la voûte Tathlina, les clastiques basaux se trouvent sous la formation Keg River du Dévonien moyen et sont équivalents aux alluvions granitiques du nord-est de la Colombie-Britannique.

Les carbonates du plateau et de la pente continentale ont commencé à se déposer dans la partie ouest de la marge continentale pendant l'Ordovicien et ont reculé vers le craton avec les invasions des mers du Dévonien. La marge de la pente ouest de la formation Nahanni

marque la position de la zone de transition entre les carbonates et les schistes, qui date du début du Dévonien moyen. Le Nahanni équivaut à la plate-forme Keg River à l'est et à la formation Lonely Bay au nord-est. Vers la fin du Dévonien moyen, la bordure du banc de carbonates a régressé vers l'est pour former la barrière Presqu'île, qui a continué de s'amplifier dans des eaux peu profondes sur l'arche de Tathlina. Toutefois, le périmètre de la barrière n'est pas bien défini, particulièrement là où elle borde la saillie Arrowhead. Derrière la barrière, les carbonates et évaporites cycliques Chinchaga, Keg River, Moskeg et Sulphur Point se sont déposés dans un bassin de circulation restreinte. Des pinacles et des récifs dispersés, contemporains du plateau Horn, ont été découverts dans le bassin au nord de la barrière, recouvrant la plate-forme Lonely Bay.

L'exposition à l'atmosphère et l'érosion ont mis un terme à ce cycle de carbonates avant que ne se produisent les dépôts Watt Mountain. Les calcaires récifaux Slave Point se sont déposés au cours de l'invasion marine subséquente. Ils ne se sont pas transformés en dolomite sauf en bordure des bancs où il y avait des courants thermiques. L'invasion marine du Dévonien récent a inondé les bancs de carbonates et déposé massivement

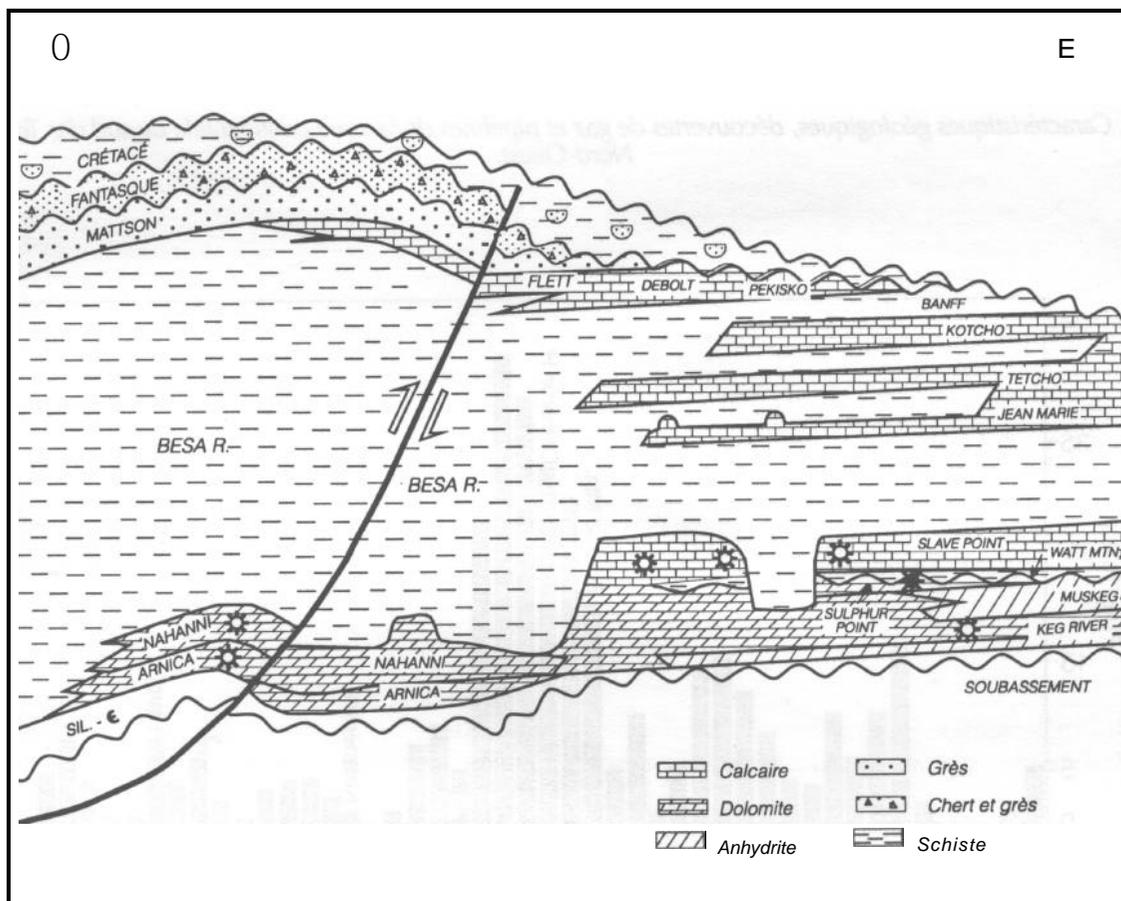


Figure 12. Coupe transversale schématique de la zone continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest.

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 m<sup>3</sup>/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 tm<sup>3</sup> de gaz s'étendent au nord du 60<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> parallèle. Un système récifal de la barrière Jean Marie, défini par des données sismiques, se situe en direction nord-sud entre les 122<sup>e</sup> et 123<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> parallèle et dans une bande plus étroite, près du 123<sup>e</sup> 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<sup>e</sup> 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<br>(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<sup>e</sup> 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).