

**L'EXPLORATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS LE
NORD DU CANADA**

Guide de l'exploration pétrolière et gazière et de son potentiel

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

1995

Publication autorisée par
l'honorable Ronald A. Irwin, C.P. député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 1995

QS-8504-000-EE-AI

N° de catalogue : **R72-239/1995F**

ISBN 0-662-23120-1

© Ministre des Travaux publics
et des Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
Petroleum Exploration in Northern Canada



Affaires indiennes
et du Nord Canada

Indian and Northern
Affairs Canada



Éditeur responsable : G.R. Morrell

Collaborateurs : G.R. Morrell, M. Fortier, P.R. Price et R. Polt

REMERCIEMENTS

Les auteurs ont puisé à plusieurs sources qui constituent une littérature exhaustive sur la géologie du Nord du Canada. Plusieurs des figures ont été tirées de ces ouvrages publiés. Les auteurs tiennent à remercier le personnel de l'Office national de l'énergie, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et de la Commission géologique du Canada pour le graphisme et la production. G.E. Reinson et T.D. Bird de la Commission géologique du Canada ont aimablement revu le manuscrit et ont fait plusieurs commentaires utiles. Les auteurs remercient spécialement J. Dixon de la Commission géologique du Canada qui a révisé le manuscrit et qui s'est chargé d'une part importante de la production et de l'édition.

PRÉFACE

L'exploration pétrolière et gazière dans le Nord du Canada a été publiée afin de marquer la réouverture de vastes régions du nord à de nouveaux permis de prospection pour la première fois depuis 25 ans, dans les Territoires du Nord-Ouest continentaux.

Les activités gazières et pétrolières dans les territoires situés au nord du 60° parallèle et qui sont de compétence fédérale remontent à la découverte du champ pétrolifère Norman Wells en 1919. Les permis de prospection émis durant les années 1960 et 1970 couvraient presque tous les bassins sédimentaires prometteurs.

Au cours des années 1970, le gouvernement a gelé l'émission de permis de prospection afin de faciliter le processus de revendications territoriales des Autochtones en général et le processus de sélection territorial en particulier. À l'époque, on ne s'attendait pas à ce que le processus de revendications territoriales se prolonge si longtemps; deux décennies se sont écoulées avant la récente signature d'ententes de revendications territoriales. Durant les années qui se sont écoulées entre-temps, presque tous les permis historiques de prospection ont expiré.

Le processus d'émission des permis a été réintroduit à la suite d'ententes de revendications territoriales dans le bassin Beaufort-Mackenzie en 1989, dans l'extrême Nord en 1991, et dans les Territoires du Nord-Ouest continentaux en 1994. L'accueil favorable réservé à la réponse de l'émission des permis de prospection dans les territoires continentaux peut, en fait, annoncer une nouvelle phase d'exploration pétrolière dans le Nord.

L'interruption de l'émission de permis et, éventuellement, d'activités gazières et pétrolières a sans doute créé une lacune dans les connaissances qu'ont les entreprises du potentiel pétrolier du Nord. Cette publication offre un aperçu de la majorité des bassins pétroliers potentiels ainsi qu'un résumé plus étoffé de la géologie pétrolière, de l'historique de l'exploration et du potentiel d'hydrocarbures de chaque bassin. Il fournit aux explorateurs éventuels une référence pratique pour qu'ils se familiarisent avec le potentiel significatif qu'offre le Nord.

M. Fortier
Directrice intérimaire
Direction du pétrole et du gaz du Nord

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS

PRÉFACE

| | |
|---|-----|
| CHAPITRE 1 — INTRODUCTION | 1 |
| L'importance des ressources gazières et pétrolières dans le Nord du Canada | 1 |
| Les champs productifs au nord du 60° parallèle | 1 |
| Pipelines existants et projetés | 4 |
| Lectures de base et références | 6 |
| Adresses et contacts | 6 |
| | |
| CHAPITRE 2 — LA VALLÉE DU MACKENZIE, LES TERRITOIRES DU SUD ET LES PLAINES INTÉRIEURES | 7 |
| Sud des Territoires du Nord-Ouest et sud-est du Yukon | 7 |
| La plaine du Mackenzie | 17 |
| La plaine et le plateau Peel | 24 |
| Les plaines intérieures du Nord — Les collines Colville | 29 |
| Le bassin du Grand Lac de l'Ours | 33 |
| Les plaines Anderson et Horton | 37 |
| | |
| CHAPITRE 3 — LE NORD DU YUKON | 40 |
| Le bassin de la plaine Eagle | 40 |
| Le bassin Whitehorse | 46 |
| Le bassin Kandik | 50 |
| Le bassin Bonnet Plume | 55 |
| Le bassin Old Crow | 58 |
| | |
| CHAPITRE 4 — LE DELTA DU MACKENZIE ET LA MER DE BEAUFORT | 61 |
| Sud du Mackenzie et péninsule Tuktoyaktuk | 61 |
| Le bassin Beaufort-Mackenzie | 67 |
| | |
| CHAPITRE 5 — L'ARCHIPEL DE L'ARCTIQUE CANADIEN | 76 |
| Le bassin Banks | 76 |
| L'archipel de l'Arctique : Les bassins Sverdrup et Franklinien | 81 |
| Le bassin Sverdrup | 86 |
| Le bassin Franklinien | 94 |
| La pointe du socle continental de l'Arctique | 101 |
| | |
| CHAPITRE 6 — L'EST DE L'ARCTIQUE | 102 |
| Le bassin du détroit de Lancaster | 102 |
| La baie de Baffin | 107 |
| Les bassins Saglek et Lady Franklin(sud-est du plateau continental de l'île de Baffin) | 110 |
| Les bassins du Paléozoïque de la plate-forme de l'Arctique (Les bassins Foxe et Southampton) | 112 |

CHAPITRE 1 — INTRODUCTION

Le territoire canadien situé au nord du 60° parallèle se divise en deux juridictions territoriales : les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon. La superficie de ces territoires couvre environ 40 p. 100 de tout le territoire canadien.

Une autre vaste région se trouve en eau peu profonde le long du plateau continental de l'Arctique et du nord de l'Océan Atlantique ainsi qu'à l'intérieur de l'archipel de l'Arctique. Cinquante pour cent de cette région repose sur des roches sédimentaires tandis que le reste du territoire recouvre les roches métamorphiques et ignées du bouclier canadien.

Cette publication doit servir de référence à ceux qui s'intéressent aux ressources gazières et pétrolières du Nord du Canada. Dans les pages qui suivent, les personnes intéressées trouveront de l'information géographique de base, un résumé de la géologie pétrolière, l'historique de l'exploration ainsi que le potentiel pétrolier et gazier de chaque bassin. L'information est traitée dans le sens des aiguilles d'une montre; c.-à-d. de la frontière de Colombie-Britannique au 60° parallèle, vers le nord à la mer de Beaufort, vers le nord-ouest aux îles de l'Arctique, vers l'est à la côte de la baie de Baffin et vers le sud au détroit d'Hudson.

Les limites géographiques entre les provinces et les territoires ne reflètent pas la géologie sous-terrain. Le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada s'étend de l'Alberta et de la Colombie-Britannique jusqu'aux Territoires du Nord-Ouest et au Yukon, puis au nord jusqu'à la mer de Beaufort. De la même façon, le bassin extra-cotier de l'est de l'Arctique marque la limite du système de failles du nord de l'Atlantique. Le déroulement de l'exploration, par contre, a subi une forte influence géographique; donc, les activités de forage sont beaucoup plus concentrées dans le bassin sédimentaire au sud du 60° parallèle qu'elles ne le sont plus au nord, même en dépit d'une structure géologique et d'un potentiel pétrolier et gazier comparables. Le Nord du Canada est composé d'une mosaïque de provinces sédimentaires qui diffèrent par leur histoire géologique et leur potentiel pétrolier. Certaines d'entre-elles, comme le bassin Sverdrup des îles de l'Arctique, sont uniques en Amérique du Nord. D'autres, comme le bassin tertiaire du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort ont certaines ressemblances avec le delta du Mississippi et le golfe du Mexique.

Ce catalogue décrit **19** régions du Nord du Canada qui, dans la plupart des cas, se conforment à l'ensemble des bassins sédimentaires sous-jacents (Fig. 1). Notre définition d'un bassin est délibérément souple et ne se conforme peut-être pas à une définition technique rigoureuse. Elle reconnaît que des zones de discontinuités

géographiques et structurales, qui séparent des régions dont la géologie pétrolière se ressemble, subdivisent les territoires en sites d'opérations où les coûts sont liés aux risques d'exploration et aux bénéfices potentiels. La rigueur du traitement accordé aux bassins individuels varie selon la perception du potentiel: les bassins dont le potentiel est moindre sont résumés tandis que les bassins dont le potentiel est plus élevé reçoivent un traitement plus détaillé.

La fin de chaque section comporte une brève liste d'ouvrages de référence importants. Ces sections ne sont pas des bibliographies détaillées. La somme de recherche dans plusieurs secteurs est volumineux et ceux qui s'y intéressent sont priés de communiquer avec les organismes ou les personnes dont les noms apparaissent à la fin de l'introduction.

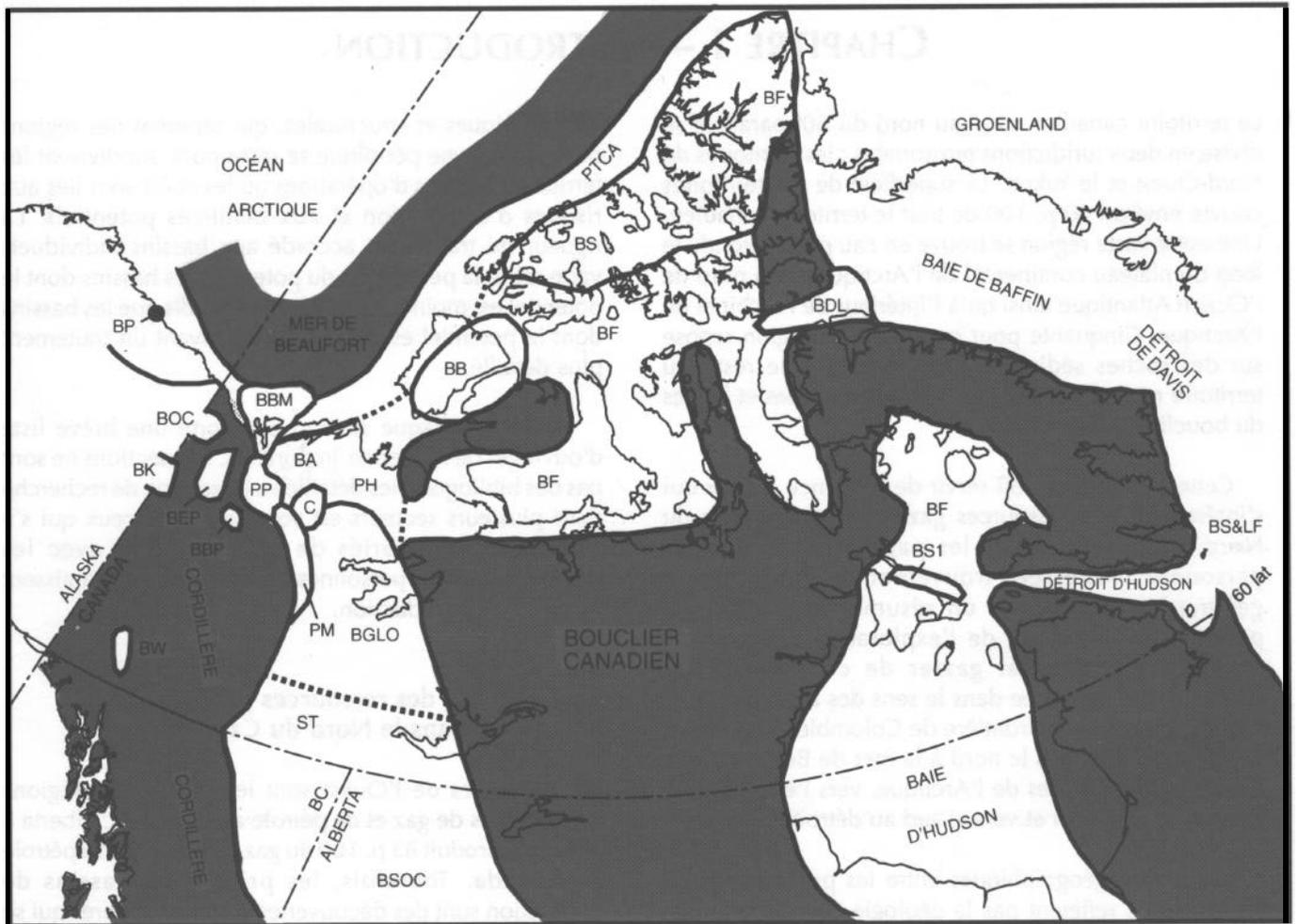
L'importance des ressources gazières et pétrolières dans le Nord du Canada

Les provinces de l'ouest sont les principales régions productrices de gaz et de pétrole au Canada. L'Alberta à elle seule produit 83 p. 100 du gaz et 86 p. 100 du pétrole du Canada. Toutefois, les principaux bassins de production sont des découvertes vastes et matures qui se font de plus en plus rares. Le reste des ressources établies et découvertes dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon représente 23 p. 100 du pétrole léger brut conventionnel et 26 p. 100 du gaz naturel conventionnel qui restent au Canada (Fig. 2 et 3). Le potentiel non découvert des terres domaniales est beaucoup plus élevé, soit 48 p. 100 du potentiel du gaz exploitable et 59 p. 100 du potentiel du pétrole exploitable (Office national de l'énergie, L'énergie au Canada - offre et demande 1993 - 2010, 1994, sauf le potentiel attribué aux «autres» bassins des territoires pionniers).

Les bassins du nord du Canada contiennent des réserves substantielles et un inventaire considérable de ressources gazières et pétrolières découvertes. Il s'agit d'un des derniers vastes territoires d'exploration gazière et pétrolière sur le continent nord-américain. Les découvertes des quelques prochaines années contribueront à l'approvisionnement qui doit combler la demande grandissante de gaz et fourniront une part croissante de la production de pétrole au pays.

Les champs productifs au nord du 60° parallèle

Depuis 1994, quatre champs produisent des hydrocarbures dans les Territoires du Nord-Ouest et au



| | | | | | | | |
|------|---|-----|---------------------------|-----|---------------------------|-------|--------------------------------------|
| BSOC | Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien | PP | Plateau Peel/Plaines Peel | BBM | Bassin Beaufort-Mackenzie | PTCA | Pointe du socle continental Arctique |
| ST | Sud des territoires | C | Collines Colville | BA | Bassin Anderson | BDL | Bassin du détroit Lancaster |
| BGLO | Bassin du Grand Lac de l'Ours | BBP | Bassin Bonnet Plume | PH | Plaines Horton | BS&LF | Bassins Saglek et Lady Franklin |
| BW | Bassin de Whitehorse | BEP | Bassin Eagle Plain | BB | Bassin Banks | BF | Bassin Foxe |
| PM | Plaines Mackenzie | BK | Bassin Kandik | BF | Bassin Franklinien | BS1 | Bassin Southampton |
| | | BOC | Bassin Old Crow | BS | Bassin Sverdrup | BP | Baie Prudhoe |

Figure 1. Bassins sédimentaires du Nord du Canada.

Yukon. Les champs gazifères de Kotaneelee et de Pointed Mountain se situent juste au nord de la frontière de la Colombie-Britannique au 60° parallèle. Les champs sont reliés au système de pipeline de la Westcoast Energy Inc. en Colombie-Britannique. Deux champs pétrolifères sont aussi exploités. Le plus important, Norman Wells, se situe à la latitude 65°15' N sur le fleuve Mackenzie. Le pétrole coule vers l'Alberta par voie de pipeline. Le champ Bent Horn de l'île Cameron de l'archipel arctique n'a qu'un seul puits en exploitation et le pétrole est acheminé vers une raffinerie de Montréal par pétrolier.

Le champ Norman Wells (fig. 4)

La plus grande partie du champ Norman Wells d'Imperial Oil Ltd. se trouve sous le fleuve Mackenzie au sud-ouest du village de Norman Wells. L'unité centrale de traitement se situe sur la rive nord du fleuve à l'intérieur du village de Norman Wells et occupe la lisière nord du champ.

Les installations de production ont originalement été mises sur pied durant les années 1940, dans le cadre du projet Canol, et on acheminait un petit volume de pétrole vers Whitehorse en empruntant le pipeline Canol. La production subséquente était très limitée jusqu'au milieu des années 1980 lorsque la construction du pipeline Norman Wells vers l'Alberta a donné lieu à une expansion majeure des installations du champ pétrolifère.

De nos jours, 98 p. 100 des réserves du champ, soit 37,3 x E6 m³ (23,5 millions de barils), sont exploitées. La pression du réservoir de 165 puits de production est maintenue par injection d'eau dans 156 puits d'injection, par mailles de cinq puits, dans l'ensemble du champ. La plupart des puits sur la terre ferme, près du village de Norman Wells et sur les îles Goose et Bear, sont verticaux. Mais la majeure portion du champ a été exploitée grâce à des puits forés obliquement des îles artificielles dans le fleuve Mackenzie ou le long des rives. Les futurs forages

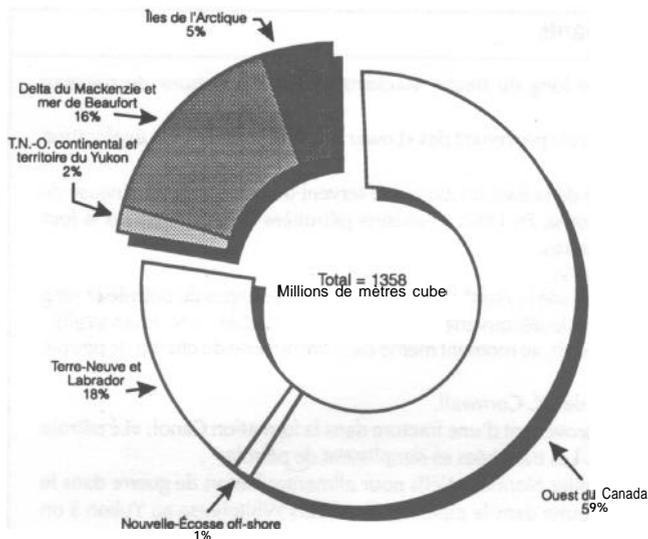


Figure 2. Pétrole brut conventionnel - réserves restantes et autres ressources découvertes au Canada.

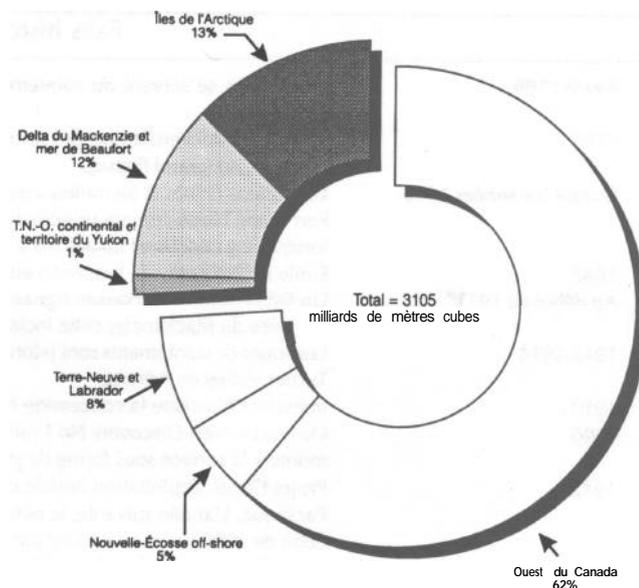


Figure 3. Gaz naturel conventionnel - réserves restantes et autres ressources découvertes au Canada.

d'exploitation le long des rives du gisement seront percés horizontalement afin d'obtenir des puits d'exploitation et d'injection plus efficaces.

La production du champ Norman Wells était de 1,79 x E6 m³ (11,3 millions de barils) en 1993 et la production cumulative était d'environ 16 x E6 m³ (100 millions de barils). On s'attend à récupérer environ 43 p. 100 du pétrole sur place. L'exploitant s'affaire activement à trouver de nouveaux moyens d'augmenter ce pourcentage et d'élaborer des réserves en périphérie du champ. Le forage d'exploitation et les méthodes de récupération améliorées appliqués aux modèles de production actuels pourrait permettre de conserver l'actuel taux élevé de production. Toutefois, tout semble indiquer que la production du champ a commencé à diminuer.

Champ Bent Horn (Fig.5)

Le champ pétrolifère Bent Horn de la Panarctic Oil Ltd. a produit 321 469 m³ (2,02 millions de barils) de pétrole jusqu'en 1993. Le pétrole continue à couler de l'unique puits exploité sans indication d'une diminution de débit. Le produit est exporté à partir de l'île Cameron dans un navire pétrolier renforcé, le M.V.Arctic, originalement construit pour naviguer sur les Grands Lacs. Le pétrolier effectue deux, parfois trois voyages annuels entre le champ et la raffinerie de Pointe-aux-trembles à Montréal.

Champ gazéifère de Kotaneelee, Territoire du Yukon (Fig. 6)

Le champ de Kotaneelee se situe à l'extrême sud-est du Yukon, près de la frontière de la Colombie-Britannique. Après dix ans d'inactivité, la production a repris en 1991 à la suite de l'actualisation des installations de

manutention du gaz : rénovation d'un puits et reforage d'un second. La production cumulative à la fin de 1993 était de 1271 x E6 m³.

Champ gazéifère de Pointed Mountain (Fig. 7)

Le champ gazéifère de Pointed Mountain se situe dans l'angle sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest, près de la frontière de la Colombie-Britannique et du Yukon. Le champ produit depuis 1972 et tire maintenant vers la fin de son exploitation. La production cumulative à la fin de 1993 était de 8,6 x E9 m³.

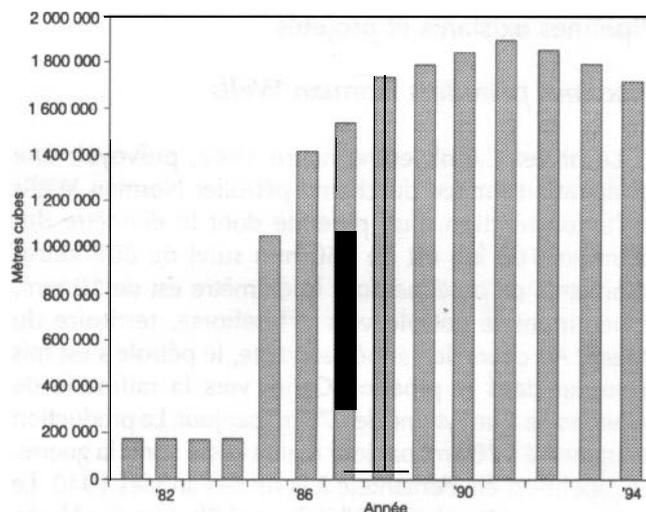


Figure 4. Production de pétrole de Norman Wells.

Faits historiques saillants

| | |
|--------------------------|---|
| Avant 1789 | Les Indiens se servent du suintement pétrolier le long du fleuve Mackenzie, à l'embouchure du ruisseau Bosworth. |
| 1789 | Alexander Mackenzie note des suintements de pétrole provenant des <Lower Ramparts> lors de son exploration du Deh Cho (grand fleuve). |
| Durant les années 1800 | Les indiens Dénés et les traiteurs de la Compagnie de la Baie d'Hudson se servent de la source bitumineuse de Fort Good Hope comme principale source de bitume. En 1860, l'industrie pétrolière canadienne a vu le jour lorsqu'on a découvert du pétrole à Petrolia en Ontario, |
| 1887 | Emile Petitot note <de l'asphalte en grande quantité>. |
| Au début de 1911 | Un Déné nommé Karkassee signale à J.K. Cornwall (de la Northern Trading Co.) des nappes de pétrole le long des rives du Mackenzie; cette incidence a entraîné la découverte de suintements pétroliers à Norman Wells. |
| 1913-1914 | Les zones de suintements sont jalonnées par Bosworth, au moment même de la découverte du champ de pétrole Turner Valley en Alberta. |
| 1919 | Imperial Oil achète la concession Norman Wells de J.K. Cornwall. |
| 1920 | Du North-West Discovery No 1 jaillit du pétrole provenant d'une fracture dans la formation Canol. <Le pétrole monte à la surface sous forme de globules noirs... Les tranchées se remplissent de pétrole> |
| 1942 | Projet Canol. Exploitation limitée du champ pétrolier Norman Wells pour alimenter l'effort de guerre dans le Pacifique. L'année suivante, le pétrole se met à couler dans le pipeline Canol vers Whitehorse au Yukon à un débit de 3000 barils ou 476 m ³ par jour. |
| 1944 | La production augmente à 4000 barils ou 635m ³ par jour mais cesse après la guerre. Le pipeline a été démantelé à la fin des années 1940. |
| A la fin des années 1960 | L'émission de permis de prospection dans les terres du Nord amorce une forte initiative d'exploration géophysique et les forages dans la vallée et dans le delta du Mackenzie. |
| 1974 | Le <choc pétroliers> fait craindre pour l'approvisionnement domestique. Le résultat est la mise sur pied de programmes intensifs pour mousser l'exploration des terres domaniales; |
| 1977 | Après une longue consultation publique sur l'environnement dans le contexte des préoccupations sociales, la commission Berger recommande de ne pas construire de pipeline le long de la côte nord du Yukon vers l'Alaska et de décréter un moratoire de dix ans sur la construction d'un pipeline dans la vallée du Mackenzie. Le gouvernement cesse d'attribuer des droits jusqu'à ce que les revendications territoriales soient réglées. |
| 1975-1985 | Le forage exploratoire s'intensifie dans les régions peu explorées du Canada, particulièrement dans le delta du Mackenzie et dans la mer de Beaufort. |
| 1984 | Règlement de la revendication territoriale des Inuvialuit (région ouest de l'Arctique). |
| 1986 | Les installations de Norman Wells prennent de l'ampleur et un pipeline est construit pour alimenter les marchés du sud. Le champ est en pleine exploitation pour la première fois. La chute du prix du pétrole fait chuter les investissements destinés à l'exploration des terres domaniales. |
| 1989 | Des permis de prospection deviennent disponibles pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, pour la première fois depuis 20 ans. |
| 1992 | Règlement de la revendication territoriale des Gwich'in (sud du delta du Mackenzie, nord de la région de la vallée du Mackenzie des Territoires du Nord-Ouest). |
| 1993 | Règlement de la revendication territoriale des Sahtu (vallée du Mackenzie centrale, collines Coleville, région du Grand Lac de l'Ours des Territoires du Nord-Ouest). Signature d'un règlement de revendication territoriale avec les Inuit du Nunavut (dans l'est de l'Arctique). |
| 1994 | Signature de l'accord cadre définitif avec le Conseil des Indiens du Yukon. Les terres s'ouvrent de nouveau à l'exploration à la suite du règlement des revendications territoriales autochtones dans les Territoires du Nord-Ouest continentaux, |

Pipelines existants et projetés

Pipelines pétroliers Norman Wells

Le projet Canol, entrepris en 1942, prévoyait une exploitation limitée du champ pétrolier Norman Wells et la construction d'un pipeline dont le diamètre des premiers 160 km est de 150 mm suivi de 800 autres kilomètres de pipeline dont le diamètre est de 10 mm, acheminant le pétrole vers Whitehorse, territoire du Yukon. Au cours de l'année suivante, le pétrole s'est mis à couler dans le pipeline Canol vers la raffinerie de Whitehorse à un rythme de 476 m³ par jour. La production a augmenté à 700 m³ par jour mais a cessé après la guerre. Le pipeline a été démantelé à la fin des années 1940. Le tronçon qui s'étendait de Whitehorse à Skagway en Alaska est maintenant exploité par la Yukon Pipelines Ltd. pour

importer des produits pétroliers au Yukon. Le pipeline moderne Norman Wells est d'un diamètre de 305 mm et joint le champ pétrolifère Norman Wells de la Imperial Oil Ltd. à Zama (Alberta), à 860 km au sud. Le pipeline comprend trois stations de pompage dont le débit moyen est de 4800 m³ par jour. Il possède une importante capacité de débit additionnel qui pourrait être activée en augmentant la compression. L'excès de capacité doit augmenter d'ici dix ans à mesure que la production du champ diminuera.

Pipelines gaziers actuels

Les champs gaziers Kotaneelee et Pointed Mountain sont déjà liés au système Westcoast. On assiste actuellement à un développement croissant des pipelines gaziers vers les Territoires du Nord-ouest et du Yukon à mesure que

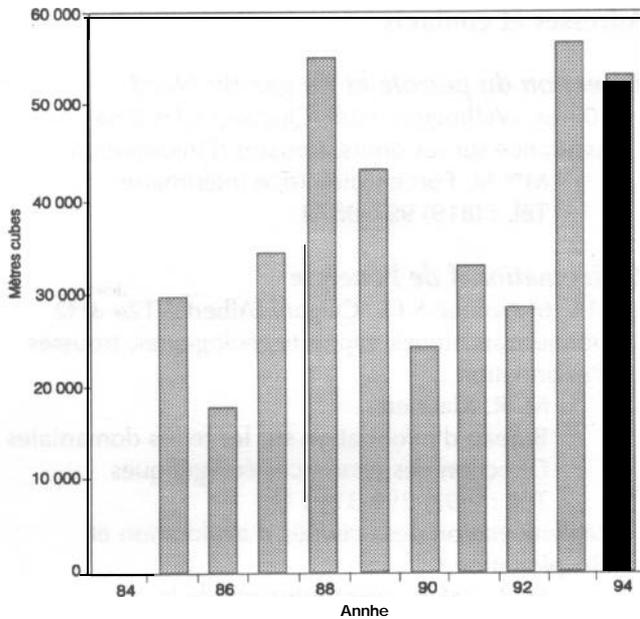


Figure 5. Production de pétrole de Bent Horn.

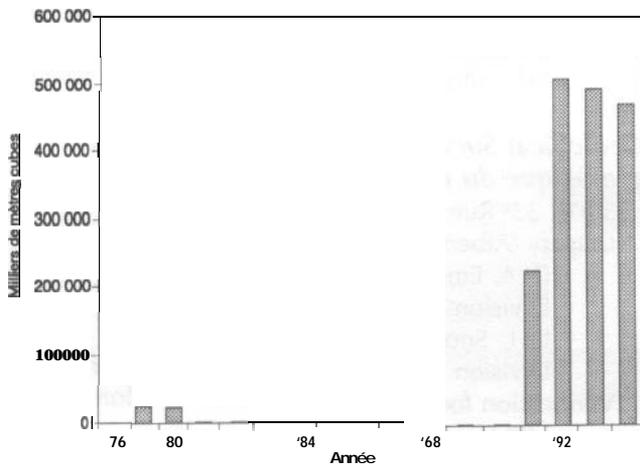


Figure 6. Production gazière de Kotaneelee.

les champs de la Colombie-Britannique se relie. Le plus récent est le pipeline de Hossitl, d'une longueur de 45 km, qui se termine à quelques kilomètres au sud de la frontière des Territoires du Nord-Ouest.

Pipelines projetés

La mer de Beaufort contient la plus importante concentration de découvertes gazières et pétrolières des terres domaniales Canada; la moitié de ces découvertes se trouvent sur la terre ferme tandis que l'autre moitié se trouve dans les eaux peu profondes de la mer de Beaufort. En **1992**, l'Office national de l'énergie a émis une licence d'exportation à un consortium qui proposait d'exploiter

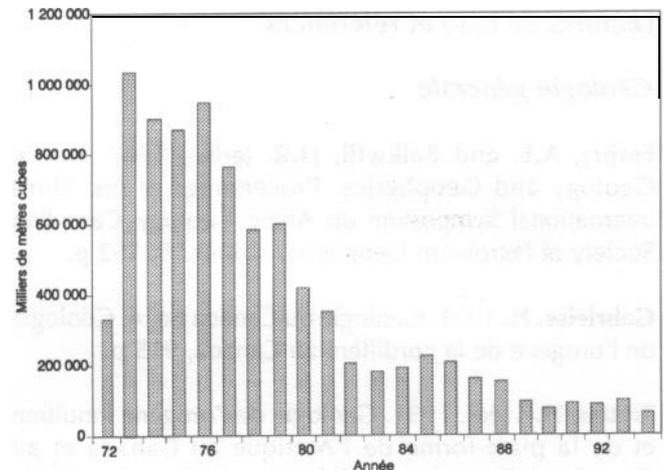


Figure 7. Production gazière de Pointed Mountain.

292,9 x E12 m³ de réserve de gaz dans le delta du Mackenzie. Bien que la demande de construction d'un pipeline reliant le delta du Mackenzie aux marchés du sud ne soit pas encore soumise, deux tracés généraux ont été suggérés : l'un suivrait la vallée du Mackenzie jusqu'à Norman Wells, et de là vers le sud jusqu'à la frontière de l'Alberta; l'autre suivrait la route Dempster jusqu'au Yukon pour être reliée au «Alaska Natural Gas Transportation System» qui a été proposé. La majeure partie de la capacité du pipeline a été aménagée à l'avance en prévision de ce projet.

Un pipeline pétrolier de grand diamètre pour exploiter le champ Amauligak dans la mer de Beaufort a été suggéré lorsqu'on a considéré l'exploitation de ce champ vers le milieu des années 1980. On a mis ce projet en veilleuse à cause du bas prix du pétrole. On a suggéré un pipeline pétrolier de plus petit diamètre pour relier les découvertes pétrolières terrestres du delta à Norman Wells. Un tel pipeline pourrait augmenter le débit additionnel de Norman Wells jusqu'à la jonction Zama.

Lorsqu'on amorce la conception et la construction de pipelines, on doit tenir compte des grandes distances et du terrain accidenté du nord du Canada, difficiles à franchir, ce qui entraîne d'importants coûts. De tels projets supposent qu'on puisse prévoir, à moyen et à long terme, des prix relativement stables pour le pétrole et le gaz. Si l'on versait le pétrole extra-côtier de la mer de Beaufort directement dans des pétroliers, on réglerait le problème de transport qu'il suscite. Un essai de production d'Amauligak a donné lieu à une exportation vers le Japon par le passage Alaska/Beaufort, durant l'été de **1986**.

Lectures de base et références

Géologie générale

Embry, A.E. and Balkwill, H.R. (eds.), 1982. Arctic Geology and Geophysics. Proceedings of the Third International Symposium on Arctic Geology. Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 8, 552 p.

Gabrielse, H. 1991. Géologie du Canada no. 4. Géologie de l'orogène de la cordillère au Canada, 915 p.

Trettin, H.P. (éd.). 1991. Géologie de l'orogène inuitien et de la plate-forme de l'Arctique au Canada et au Groenland. Commission géologique du Canada, p. 549-558.

McCrossan, R.C. (ed.). 1973. The Future Petroleum Provinces of Canada - Their Geology and Potential. Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 1, 720 p.

Procter, R.M., Taylor, C.C. et Wade, J.A. 1983. Ressources en pétrole et en gaz naturel au Canada. Commission géologique du Canada, Article 83-31, 62 p.

Autres

Northern Frontier Northern Homeland - The Report of the MacKenzie Pipeline Enquiry. Mr. Justice Berger, 1977.

Office national de l'énergie. 1991. Frontier Released Information

Office national de l'énergie. 1991. Répertoire des puits au nord du 60° (mise à jour)

Office national de l'énergie. 1994. L'énergie au Canada — offre et demande 1993 - 2010, Rapport technique

Direction du pétrole et du gaz du Nord. 1993. Regulating Oil and Gas Activities on Canada's Northern Frontier Lands.

Adresses et contacts

Direction du pétrole et du gaz du Nord

10, rue Wellington, Hull (Québec) K1A 0H4
Assurance sur les droits, trousse d'information
Mme M. Fortier, directrice intérimaire
Tél. : (819) 997-0878

Office national de l'énergie

311, 6^e Avenue S.O., Calgary (Alberta) T2P 3H2
Données sismiques, rapports géologiques, trousse d'information :

M. R. Klaubert
Bureau d'information sur les terres domaniales
Direction des ressources énergétiques
Tél. : (403) 299-3113

Réglementation des activités d'exploration et d'exploitation :

M. T. Baker, agent principal de la conservation

Direction du génie
Tél. : (403) 299-2790

Questions environnementales :

Dr K. Sato
Direction de l'environnement
Tél. : (403) 299-3675

Geological Survey of Canada (Commission géologique du Canada)

3303, 33^e Rue, N-O.,
Calgary (Alberta) T2L 2A7

Dr A. Embry
Division régionale de la géologie
Dr L. Snowdon

Division de l'énergie et de l'environnement
Vérification fondamentale et par échantillonnage
Mme Elspeth Snow
Tél. : (403) 299-3539