



Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 1999

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60° de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest et Nunavut est une responsabilité fédérale. Cette responsabilité est assumée par la Direction du pétrole et du gaz du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources en pétrole et en gaz des terres de la Couronne au nord du 60° parallèle est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). La LFH régit l'affectation des ressources aux entreprises du secteur privé, la tenure des droits attribués ainsi que l'établissement et la collecte des redevances. Elle est administrée par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. La LOPC régit les activités industrielles en fonction de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la sécurité des travailleurs. Elle est administrée par l'Office national de l'énergie.



Publié avec l'autorisation de
l'honorable Robert Nault, C.P., député,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2000

8 Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas B Annual Report 1999

*Message de l'honorable Robert Nault
Ministres des Affaires indiennes et du Nord*

La relance de la prospection pétrolière dans le Nord du Canada commence à porter fruit. La diffusion par les entreprises des résultats de deux puits a attiré l'attention sur le Nord. Les taux de production initiale d'un de ces puits le situe parmi les meilleurs jamais forés au Canada.

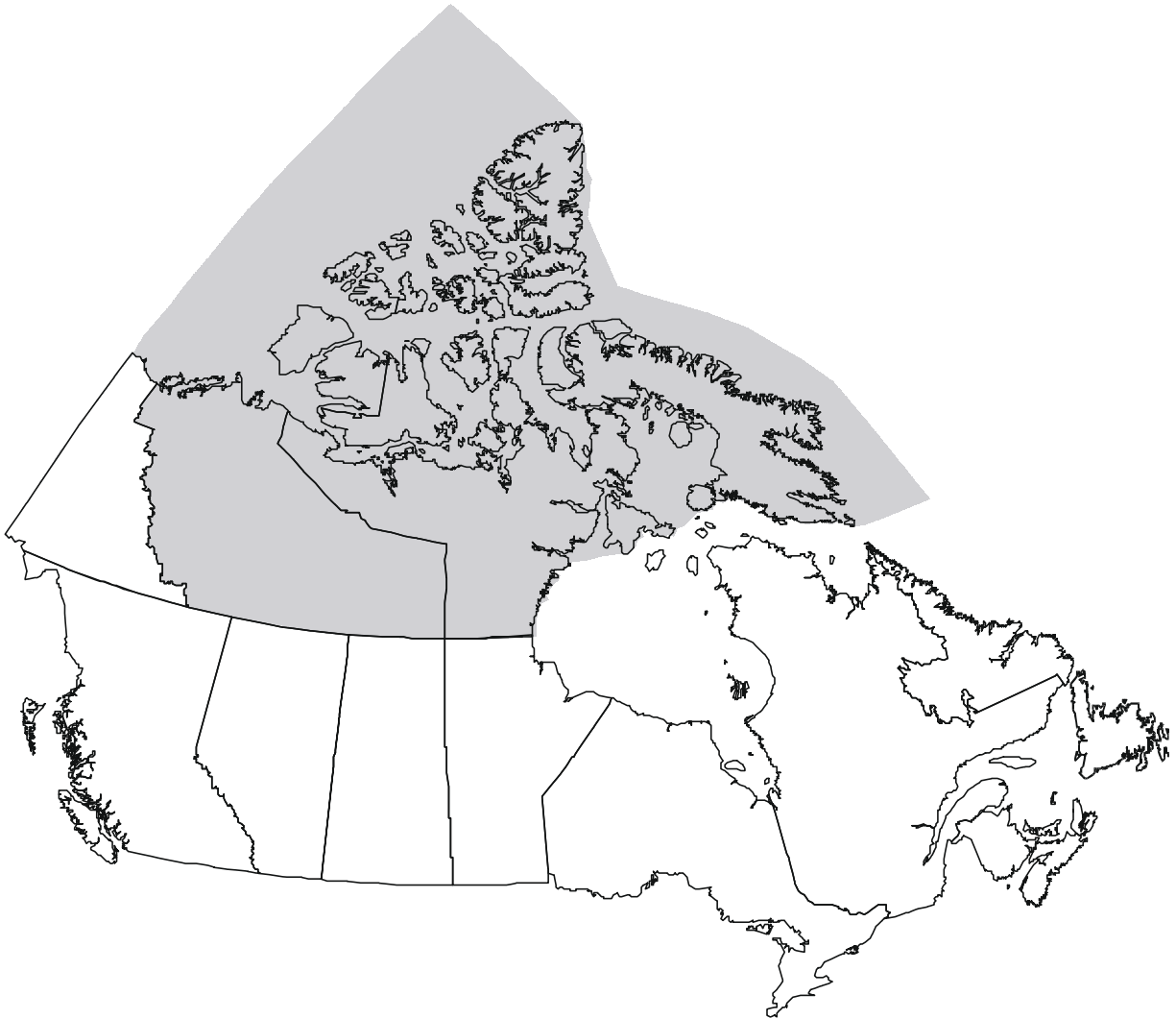
Attirées par une nouvelle méthode d'attribution des droits, par un régime sensible aux profits, par une technologie réduisant les coûts et par la participation accrue des résidents du Nord, les entreprises constatent que leurs décisions d'investir sont justifiées par de très bons résultats.

La prospection et l'exploitation pétrolière et gazière créent d'excellents débouchés pour les membres des collectivités nordiques et autochtones. On constate déjà les bénéfices économiques de la relance de la prospection du pétrole et du gaz. Les citoyens du Nord, autochtones et non-autochtones, ont accès à un plus grand nombre d'emplois par l'entremise des occasions de formation, de travail et d'affaires. Par exemple, la collectivité de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest, a connu presque le plein emploi découlant principalement de la prospection et de l'exploitation du gaz. C'est là un des meilleurs exemples des objectifs décrits dans Rassembler nos forces - le plan d'action du Canada pour les questions autochtones, notamment notre engagement à appuyer des collectivités, économies et peuples vigoureux.

L'industrie du pétrole et de gaz dans le Nord du Canada a un potentiel éprouvé de devenir un grand fournisseur de gaz naturel dans le marché nord-américain. Des plans d'exploitation ont été présentés cette année pour que ces nouveaux champs gaziers du sud des Territoires du Nord-Ouest entrent en production. L'année dernière a foisonné de réalisations et je prévois que les flux de gaz naturel des puits nordiques augmentent énormément dès l'année prochaine.

C'est avec beaucoup de satisfaction que je dépose devant le Parlement le Rapport sur le pétrole et le gaz du Nord - 1999.

Terres domaniales du Nord canadien




 Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

Table des matières

| | |
|--|----|
| Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord | 3 |
| Opérations | 4 |
| Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord (tableau) | 5 |
| Gestion du pétrole et du gaz | 6 |
| Attribution des droits | 6 |
| Retombées économiques | 7 |
| Mesures environnementales | 7 |
| Consultations | 7 |
| Fonds pour l'étude de l'environnement | 7 |
| Plan de réglementation | 7 |
| Abandon du champ Bent Horn | 7 |
| Dépenses et redevances | 8 |
| Exploitation et production | 8 |
| Norman Wells | 8 |
| Pointed Mountain | 8 |
| Champ de gaz Ikhil | 8 |
| Nouvelle production prévue dans le sud des Territoires du Nord-Ouest | 8 |
| Production de pétrole et de gaz (tableau) | 9 |
| Recettes pétrolières et gazières perçues (tableau) | 9 |
| Bilan des ressources découvertes (tableau) | 9 |
| Résumé statistique | 10 |
| Portefeuilles fonciers | 10 |
| Permis de prospection | 11 |
| Bilan des activités de forage | 13 |
| Sources d'information | 15 |
| Direction du pétrole et du gaz du Nord | 15 |
| Sources additionnelles | 16 |

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

Si, dans le Grand Nord canadien, le début des années 1980 avait été une époque de dépenses d'exploration importantes grâce aux subventions de l'État, le début des années 1990 a vu ces activités réduites au minimum à la suite de l'abolition des programmes de subvention, de la chute marquée des prix du pétrole et du gel de l'attribution de droits d'exploration pour donner le temps de régler les revendications territoriales des Autochtones. On observe actuellement un regain d'activité dû à plusieurs facteurs : attribution de nouveaux droits d'exploration, régime très généreux de redevances tenant compte des profits, technologie permettant de réduire les coûts et participation accrue des habitants du Nord à ces activités à la suite du règlement de revendications territoriales.

La demande nord-américaine en gaz naturel s'accroît rapidement : on prévoit une croissance de presque 25 % des exportations canadiennes vers les États-Unis au cours des cinq prochaines années et les perspectives, en ce qui concerne les prix, sont de plus en plus favorables. L'industrie gazière scrute de très près la réduction des coûts d'exploration et de mise en valeur des ressources pétrolières qui se produit dans le Nord canadien, une région où il existe un potentiel important de réserves continentales de gaz à exploiter. La tendance à la hausse des prix du pétrole brut au cours du second semestre a aussi amélioré les perspectives pour les entreprises en amont ayant des activités d'exploration pétrolière. En résumé, on peut prévoir une augmentation des budgets d'exploration pétrolière et gazière, ce qui devrait stimuler la prospection dans l'ensemble de la vallée et du delta du Mackenzie.

Le total des ressources pétrolières et gazières découvertes dans les régions de la vallée du Mackenzie et du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort situées dans les Territoires du Nord-Ouest, dans les îles de l'Arctique partagées par les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut et dans la zone extracôtière de l'est du Nunavut est d'environ $268 \times 10^6 \text{ m}^3$ (17 milliards de barils) de pétrole et l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières multiplient les possibilités offertes aux collectivités du Nord et aux Autochtones. Les entreprises du Nord qui saisissent

$690 \times 10^9 \text{ m}^3$ (24 billions de pi^3) de gaz naturel. La

plupart des ressources découvertes dans le Grand Nord ne sont pas exploitées à l'exception du champ pétrolifère de la Compagnie pétrolière impériale Ltée, situé à Norman Wells dans la vallée centrale du Mackenzie, du champ de gaz naturel de Pointed Mountain, exploité par l'Amoco, et du champ de Kotaneelee, exploité par la société Anderson, situés respectivement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et dans le sud-est du Yukon et de la production de pétrole du champ Bent Horn (aujourd'hui abandonné) sur l'île Cameron, au Nunavut. À ce jour, les productions respectives des champs de Norman Wells et de Pointed Mountain sont de $29 \times 10^6 \text{ m}^3$ de pétrole (182 millions de barils) et de $9 \times 10^9 \text{ m}^3$ (320 milliards de pi^3) de gaz.

Dans l'ensemble, on estime que le Nord renferme environ 19 % des ressources restantes récupérables de pétrole brut léger classique du Canada et environ 30 % de la production potentielle. Dans le cas du gaz naturel, le Nord renferme 25 % des ressources découvertes restantes et, en estimant de façon prudente, 30 % de la production potentielle. (Source : nouvelles estimations apparaissant dans *L'Énergie au Canada : offre et demande jusqu'à 2025*, Office national de l'énergie, 1999).

La mise en valeur de trois nouveaux champs gaziers découverts en 1998 et 1999 dans le sud des Territoires du Nord-Ouest permet d'avoir accès à de nouvelles réserves de gaz dans le Nord. Le succès de l'appel d'offres dans la région du delta du Mackenzie cette année est un signal manifeste que la mise en valeur des ressources considérables du bassin du Mackenzie et de la mer de Beaufort commence aussi à attirer d'importants investissements d'exploitation privés. De tels investissements permettent d'ajouter foi à l'opinion selon laquelle la demande de gaz naturel et ses prix assureront le soutien financier des travaux importants relatifs aux pipelines nécessaires à la mise en valeur de cette région de l'Arctique.

ces occasions s'agrandissent et permettent ainsi aux emplois et aux activités commerciales de dépasser les limites des centres locaux. La croissance de la capacité dans le Nord s'accompagnera d'une

bonification des avantages économiques que représentent les travailleurs qualifiés et disponibles, ce qui incitera les entreprises à accroître encore plus leurs investissements.

Opérations

La mise en service du projet Ikhil, à proximité de la ville d'Inuvik, se distingue comme étant le premier nouveau champ à être exploité dans les Territoires du Nord-Ouest depuis plusieurs décennies. On a commencé à acheminer le gaz en juillet à l'aide d'un pipeline de 50 km reliant le puits J-35 d'Ikhil à la ville d'Inuvik au sud. Cette réalisation est modeste, mais elle revêt une très grande importance pour les habitants du Nord puisque la collectivité d'Inuvik profite maintenant de la mise en valeur d'une ressource énergétique locale. Le gaz naturel, un combustible efficace utilisé pour le chauffage et la production d'électricité, permettra d'améliorer l'efficacité et le rendement de divers systèmes et de réduire les coûts énergétiques de la collectivité.

La production du champ Ikhil est un signe avant-coureur de futures augmentations importantes de la production de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest. En mars 1998, la société Ranger Oil Limited a annoncé une découverte au puits P-66A dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard (T. N.-O.). Au mois d'avril, cette année, la société Chevron Canada Resources a annoncé l'existence d'un puits de gaz hautement productif dans une structure distincte située à 15 km au sud du puits de la Ranger Oil Limited. Selon les reportages, la Chevron prévoit des débits à la production de 70 à 100 millions de pi³ de gaz par jour (MPCJ). En se basant sur les communiqués de l'entreprise, les nouvelles ressources combinées découvertes pourraient atteindre de 600 milliards de pi³ (MPC) à plus de 1 billion de pi³ (BPC).

Les nouvelles de ces découvertes à proximité de Fort Liard ayant encouragé l'industrie, ses activités ont fait un bond et ses dépenses ont presque doublé en 1998 pour atteindre 98 millions de dollars. Les efforts se sont concentrés dans la région de Fort Liard, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. On a complété cinq puits d'exploration en 1999 et démarré le forage de six nouveaux puits qui ont été forés jusqu'à leur profondeur totale. On a aussi commencé le forage de six puits de

Suite à l'annonce de la Chevron, la société Paramount Resources Ltd a publié les résultats de son puits F-36 qui est situé à 15 km au sud de Fort Liard, à 10 km au nord de la frontière de la Colombie-Britannique et à proximité des activités dans la région du lac Maxhamish dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La Paramount a rendu public les résultats d'essais portant sur du gaz naturel non corrosif, à des débits pouvant atteindre 45 MPCJ, et a annoncé des réserves estimées de gaz marchand d'au moins 250 bcf. Les résultats obtenus pour ce puits confirment la présence dans la région de Fort Liard d'une seconde formation géologique qui représente possiblement des gisements de gaz hautement productifs.

Les sociétés Chevron, Ranger et Paramount, qui exploitent trois gisements distincts pour le compte de leurs partenaires, prévoient leur mise en service en avril 2000, sous réserve des approbations réglementaires. Les entreprises ont soumis des plans de mise en valeur à la mi-année. À la fin de l'année, un processus d'évaluation environnementale, exécuté sous la direction de l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, tirait à sa fin. Il portait sur un projet visant à combiner la production des champs de la Chevron et de la Ranger afin d'utiliser un pipeline commun qui se rendrait jusqu'au terminal actuel du pipeline de la Westcoast Energy, à Pointed Mountain dans les Territoires du Nord-Ouest. La longueur totale prévue du nouveau pipeline est de 63 km. De plus, à la fin de l'année, l'examen environnemental préalable n'étant pas terminé, l'Office national de l'énergie n'avait pas encore approuvé la construction d'un nouveau pipeline de 25 km reliant le champ gazier F-36 de la Paramount, dans les Territoires du Nord-Ouest, à une installation située au sud-ouest, près du lac Maxhamish en Colombie-Britannique.

délimitation dans des découvertes nouvelles et existantes : un de ceux-ci était une poursuite de forage du puits K-29 de la Chevron sur le ADI99, deux d'entre eux ont été forés par la Paramount sur PP381 afin de délimiter leur découverte F-36 et un autre l'a été par la Suncor sur ADI13 où se trouve la découverte Netla 1961. Quatre de ces projets étaient terminés à la fin de l'année. On a aussi réalisé huit programmes de sismique réflexion. Trois de ces programmes utilisaient la sismique 3D concentrée

sur 485 km² et mettaient l'accent sur des découvertes planifiées ou considérées pour des activités subséquentes de forage de délinéation. Les autres programmes utilisaient la sismique 2D classique (total de 381 km). Plusieurs de ces opérations sismiques ont été effectuées sur des terrains montagneux à l'aide de matériel héliportable. On a aussi réalisé un levé aéromagnétique.

On peut relever un second point d'intérêt, soit les permis d'exploration dans la vallée centrale du Mackenzie, de la région de Tulita jusqu'à celle au nord-ouest de Norman Wells. Un puits

d'exploration dont le forage avait commencé en décembre 1998 a été terminé au cours du mois de janvier, cette année, par la société Greywolf, l'exploitant de PP389. Le forage d'un second puits d'exploration, en vertu du même permis, a été complété et la Compagnie pétrolière impériale Ltée a exploité un puits sur PP388, acquis à l'origine par la société Murphy Oil. On a aussi réalisé deux programmes de sismique 2D classique à l'aide de méthodes vibrosismiques, sur une distance totale de 282 km.

Aucune activité d'exploration pétrolière ou gazière n'a été entreprise ailleurs dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou dans la zone extracôtière nord, mais les entreprises ayant obtenu des permis lors de l'appel d'offres relatif à la région du Mackenzie et de la mer de Beaufort se préparaient à effectuer des opérations sismiques au début de l'an 2000.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1999

| | |
|---|---------|
| Terres détenues dans le cadre de permis par des sociétés (en millions d'hectares)..... | 4,0 |
| Nombre de permis en vigueur à la fin de l'année..... | 166 |
| (comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production) | |
| Permis délivrés au cours de l'année..... | 5 |
| Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)..... | 150,8 |
| Production de pétrole (en millions de mètres cubes)..... | 1 549,1 |
| Recettes pétrolières et gazières perçues en 1999 (millions de \$)..... | 7,4 |
| (redevances, loyers, droits et garanties d'exécution confisquées) | |

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et de parties de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC), le ministre exerce sur les ressources pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest et Nunavut une autorité semblable à celle exercée par les provinces. L'un des objectifs principaux de la gestion des ressources pétrolières et gazières du Nord par le MAINC est d'assurer l'administration efficace des droits d'exploration et de mise en valeur. Contrairement aux régimes provinciaux, le régime fédéral s'appliquant aux réserves de pétrole et de gaz dans les régions éloignées prévoit la création d'emplois, la mise sur pied de cours de formation et des possibilités commerciales sous forme de contrat de fourniture de biens et services pour les collectivités locales.

Les importantes découvertes de gaz dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie et le potentiel élevé de nouvelles découvertes ont suscité un regain d'intérêt. Le nouvel engagement pris par l'industrie a été souligné par une attribution de droits fort réussie en 1999. Suite à l'appel d'offres, quatre permis d'exploration ont été attribués en septembre 1999, correspondant à des engagements de travaux de 183 millions de \$. Petro-Canada (avec Anderson Resources) pour des travaux d'exploration sismique entrepris à l'hiver 2000 en vue de forer de nouveaux puits d'exploration dans les années à venir.

Les consultations avec les Inuvialuits au sujet de la demande annuelle de désignations viennent de prendre fin, et la demande pour l'an 2000 sera lancée au début de la nouvelle année.

De plus, c'est dans le delta du Mackenzie que, pour la première fois, on a mis en valeur un champ gazier dans la région. En 1999, on a commencé à transporter le gaz tiré du champ Ikhil, par un gazoduc de 50 km jusqu'à la ville d'Inuvik où il sert à la

production d'électricité et au chauffage domestique. Les Inuvialuits sont propriétaires du champ gazier et du gazoduc.

La région centrale de la vallée du Mackenzie, qui comprend le vaste champ pétrolifère de Norman Wells, possède un bon potentiel en matière de pétrole et de gaz. Au cours de trois rondes d'attribution de droits, tenues depuis 1994 et visant 1 610 000 hectares, on a émis, entre 1995 et 1997, 14 permis d'exploration à des entreprises, pour des propositions de travaux totalisant 48,7 millions de \$. La plupart de ces travaux seront effectués le long de la vallée du Mackenzie, au nord et au sud du champ pétrolifère de Norman Wells. Malgré le forage de neuf nouveaux puits au cours des deux dernières années, les entreprises n'ont encore signalé aucune découverte. Comme nous le mentionnons ci-dessus, il est important de soutenir l'intérêt des investisseurs industriels en attribuant de nouveaux terrains de prospection. À la fin de l'automne 1999, le Ministère concluait des consultations avec Sahtu Land Corporations et le Conseil tribal Gwich'in et prévoyait lancer une demande de désignations en janvier 2000.

Retombées économiques

Lorsqu'il entreprend l'exploration et la mise en valeur du Nord canadien, le promoteur doit s'assurer que les habitants du Nord auront un accès équitable et entier aux emplois, à la formation et aux possibilités d'affaires et doit considérer d'abord les personnes qualifiées résidant dans ces collectivités régionales.

La reprise de l'exploration pétrolière et gazière entraîne des avantages économiques dans les Territoires du Nord-Ouest, principalement dans les

collectivités de Inuvik et de Fort Liard et dans les collectivités Sahtu de Tulita et de Norman Wells. Le taux de chômage est pratiquement nul dans la collectivité de Fort Liard, principalement en raison de l'exploration et de la mise en valeur de gisements gaziers.

Mesures environnementales

Consultations

Avant de lancer des demandes de désignations, des consultations sont organisées avec les groupes autochtones du Nord afin d'identifier les régions sensibles du point de vue environnemental, y compris celles présentant, pour des raisons culturelles ou spirituelles, un intérêt spécial pour les groupes autochtones du Nord. Les questions environnementales jouent aussi un rôle important en ce qui concerne l'attribution de droits d'utilisation des terres, de permis d'utilisation de l'eau ou de toute autre autorisation pour des travaux. Le MAINC consulte aussi d'autres ministères fédéraux et organisations gouvernementales territoriales. Les conditions et modalités des demandes de désignations et des offres reflètent les résultats de ce processus de consultation.

Fonds pour l'étude de l'environnement

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) soutient financièrement des études environnementales et sociales dans le domaine de l'exploration et de la mise en valeur du pétrole et du gaz dans les régions éloignées. Ce programme est financé au moyen de sommes versées par les parties intéressées. Aucune somme n'a été prélevée depuis 1994, car aucun nouveau projet n'a été lancé. Depuis sa création en 1983, le FEE a publié 135 rapports qui sont disponibles auprès de l'Office national de l'énergie.

Plan de réglementation

Le gouvernement, l'industrie et les responsables de la réglementation du Nord sont en train de préparer conjointement un guide de réglementation pour l'exploitation des terres et de l'eau et pour les autorisations de forage qui s'y rattachent. Ce guide devrait bientôt être disponible pour la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Des guides similaires sont prévus pour la vallée du Mackenzie et les régions Inuvialuits. Ces plans détaillés seront d'un intérêt particulier pour l'industrie lors de la planification et de la préparation de leurs programmes prévus pour les T.-N.-O.

Abandon du champ Bent Horn

L'abandon du puits de production et des installations apparentées au champ pétrolifère Bent Horn sur l'île Cameron, dans l'Arctique, a été achevé en 1998 et le nettoyage final du site s'est terminé en 1999.

Dépenses et redevances

Les activités d'exploration, les abandons de puits et le forage de reconnaissance sur le terrain ont entraîné des dépenses de 98 millions de \$ en 1999. Les redevances payées par l'industrie pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont élevées à environ 7,1 millions de \$ en 1999. Les premières nations Sahtu et Gwich'in ont reçu une partie de cette somme, en vertu des dispositions de partage des redevances faisant partie de leurs ententes de règlement sur leurs revendications territoriales.

EXPLOITATION ET PRODUCTION

Norman Wells

Le champ pétrolifère de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, s'étend au-dessous du fleuve Mackenzie, à une latitude de 65° 20' N. La ville de Norman Wells se trouve sur la rive est du fleuve, à côté des installations de production. Les collectivités voisines sont Tulita, à 85 km en amont, et Fort Good Hope, à 147 km en aval. Ce champ constitue le début actuel du pipeline de Norman Wells. Ce pipeline de 30 cm (12 po) de diamètre, qui est exploité par Enbridge Inc., s'étend sur 866 km vers le sud depuis Norman Wells jusqu'à Zama, en Alberta.

En 1999, la production de Norman Wells a été de $1,549 \times 10^6$ mètres cubes de pétrole brut, soit légèrement moins qu'en 1998. Après réévaluation du champ, deux nouveaux puits de production ont été forés et mis en service en 1999. Ces nouveaux puits servent à optimiser la récupération dans le champ existant, diminuant le taux de réduction de la production de pétrole.

Pointed Mountain

Le champ gazier de Pointed Mountain, exploité par BP Amoco, a commencé de produire en 1972. Au milieu des années 1970, sa production a atteint un maximum de presque $1,0 \times 10^9$ mètres cubes par an. En 1999, la production avait baissé à $21,0 \times 10^6$ mètres cubes, maintenant ainsi la tendance des années précédentes. Le gaz provenant des deux puits de production encore en service est transporté par un gazoduc pour gaz brut, exploité par Westcoast Energy Inc., jusqu'à Fort Nelson (C.-B.) où il est traité et introduit dans le réseau principal.

Deux projets de mise en valeur seront entrepris dans les contreforts, au nord-ouest de Fort Liard. En avril, Ranger Oil et Canadian Forest Oil ont soumis un plan de mise en valeur pour le champ gazier Ranger et al P-66A, puis Chevron a soumis, en juin, un plan de mise en valeur du gisement de gaz naturel délimité par le puits Chevron et al. Liard K-29. Le

Champ gazier Ikhil

Le champ gazier Ikhil K-35, découvert en 1983, se trouve à 50 km au nord de la ville d'Inuvik. La production a commencé en juin 1999. Le gaz tiré de ce champ, propriété de Inuvialuit Petroleum Corporation et de ses partenaires, est acheminée par un gazoduc de 6 po, exploité par Enbridge Inc. Le gaz produit initialement a été acheminée à la Northwest Territories Power Corporation pour produire de l'électricité pour la ville d'Inuvik. Au cours des mois d'été, un réseau de distribution a été construit et les systèmes de chauffage des entreprises et des particuliers ont été convertis au gaz naturel. C'est la première fois qu'une collectivité du Nord a été capable de produire de la chaleur et de l'électricité à partir du gaz naturel. Ce combustible remplace le diesel importé de l'Ouest canadien.

Nouvelle production prévue dans le sud des Territoires du Nord-Ouest

À la fin de l'année, des projets de mise en valeur de trois champs gaziers dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, près de Fort Liard, en étaient à la fin du processus d'examen réglementaire. Pour ces trois projets, on prévoit la construction des installations et des pipelines durant l'hiver 1999 - 2000 et la mise en service en avril 2000.

Le plan Ranger/Canadian Forest a été modifié ultérieurement pour permettre le transport du gaz par un pipeline reliant les projets Ranger et Chevron. Le gaz sera acheminé jusqu'aux installations de BP Amoco de Pointed Mountain, au point terminal actuel du pipeline de Westcoast Energy. Le plan Chevron a reçu l'autorisation de l'Office national de

l'énergie le 24 décembre, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, qui n'avait toujours pas été accordée à la fin de l'année. Le plan Ranger/Canadian Forest n'avait toujours pas été autorisé.

En juillet, Paramount Resources Ltd. et Berkeley Petroleum Corp. ont soumis un plan de mise en valeur du champ gazier de Fort Liard F-36, dont la découverte avait été annoncée plus tôt au cours de l'année. Ce puits est situé à 25 km au sud-est de

Fort Liard. Le projet de mise en valeur prévoit la construction d'un nouveau gazoduc pour transporter le gaz vers le sud jusqu'à une usine de traitement du gaz à l'est du lac Maxhamish, en Colombie-Britannique. À la fin de l'année, l'Office national de l'énergie n'avait pas encore approuvé le projet de mise en valeur (sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil) ni la construction du gazoduc, demandées en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

| Production de pétrole et de gaz | | | | | |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
| Production de pétrole (en milliers de m ³) | | | | | |
| Norman Wells | 1697,6 | 1631,8 | 1584,6 | 1561,7 | 1549,1 |
| Production de gaz (en millions de m ³) | | | | | |
| Pointed Mountain | 65,9 | 47,2 | 33,9 | 25,2 | 21,0 |
| Norman Wells | 129,8 | 132,4 | 135,5 | 132,8 | 126,5 |
| Ikhil ^{1*} | - | - | - | - | 3,3 |

^{1*} Production Ikhil en ligne en 1999

| Recettes pétrolières et gazières perçues (\$) | | | | | |
|---|-----------------|-----------------|----------------|------------------|------------------|
| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
| Redevances | 7633984 | 13 967 952 | 9887982 | 6 967 456 | 7 138 169 |
| Loyers | 7 818 | 7 525 | 7818 | 7 818 | 3 245 |
| Droits d'enregistrement et d'attribution | 4 621 | 14 907 | 22464 | 2 052 | 16 766 |
| Garanties d'exécution des travaux confisquées | 10576840 | 649000 | 0 | 0 | 289 874 |
| Total | 18223263 | 14639384 | 9918264 | 6 977 326 | 7 448 054 |

| Bilan des ressources découvertes | | |
|--|---|---|
| | Pétrole brut (millions de m ³) | Gaz naturel (milliards de m ³) |
| Partie continentale des Territoires | 39 | 35 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 240 | 360 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 66 | 416 |
| Total | 345 | 811 |

Résumé statistique

| Portefeuilles fonciers | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------------------|-------------|
| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
| Permis délivrés | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 10 | 11 | 7 | 0 | 0 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0 | 0 | 2 | 2 | 5 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 10 | 11 | 9 | 2 | 5 |
| Nombre de permis en vigueur | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 63 | 74 | 81 | 73 | 68 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 69 | 68 | 70 | 70 | 75 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| Total | 155 | 165 | 174 | 166 | 166 |
| Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares) | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 0 | 0 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0,31 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0,3 | 0,5 | 0,8 | 0 | 0,31 |
| Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares) | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 0 | 0 | 0 | 0,1 ² | 0,4 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0,1 | 0,1 | 0 | 0 | 0 |
| Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,1^{2*} | 0,4 |
| Terres détenues dans le cadre de permis (en millions d'hectares) | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 0,5 | 1 | 1,6 | 1,6 | 1,4 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 1 | 0,9 | 1,1 | 1,1 | 1,3 |
| Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,2 |
| Total | 2,8 | 3,2 | 4 | 4 | 3 |

1* moins de 0,1 million d'hectares

2* Ajustement à la partie continentale des Territoires par l'élimination de huit permis représentant 25 529 hectares au Yukon.

| Permis de prospection | | | | | | | |
|---|--------------------|----------------------------|------------------------|-------------------------------------|------------|--|---------------|
| Permis | Superficie (ha) | Titulaire | DATES (a. m. j.) | | | Dépenses prévues dans la soumission | |
| | | | Entré en en vigueur | Un puits doit être foré avant | Expiration | | |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | | | | | | | |
| PP 297 ^{1*} | 931 640 | CanNat Resources Inc. | 1998.07.14 | 2008.07.14 | | 2008.07.14 | |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | | | | | | | |
| PP317 ^{2*} | 175 810 | Talisman Energy Inc. | 1986.10.05 | ND | | | ND |
| PP329 ^{2*} | 349 982 | Amoco Canada Resources | 1987.09.05 | ND | | | ND |
| PP384 ^{3*} | 85 761 | Husky Oil Operations | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| PP385 ^{3*} | 128 327 | Husky Oil Operations | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| PP393 | 72 474 | Poco Petroleums Ltd. | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 35 550 000 \$ |
| PP394 | 73 155 | Poco Petroleums Ltd. | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 42 375 000 \$ |
| PP395 | 72 311 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 51 848 860 \$ |
| PP396 | 75 511 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 53 444 900 \$ |
| Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest | | | | | | | |
| PP363 | 9 864 | Ranger Oil Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | H | 2002.01.22 | 3 529 000 \$ |
| PP365 | 20 635 | Ocelot Energy Inc. | 1995.01.23 | 1999.01.22 | H | 2002.01.22 | 1 500 000 \$ |
| PP367 | 24 382 | Shell Canada Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | H | 2002.01.22 | 1 768 600 \$ |
| PP368 | 23 085 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | H | 2002.01.22 | 2 800 000 \$ |
| PP369 | 25 737 | Shell Canada Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | H | 2002.01.22 | 8 765 580 \$ |
| PP378 | 23 145 | Husky Oil Operations | 1996.04.10 | 2000.04.09 | | 2003.04.09 | 3 154 000 \$ |
| PP379 | 24 420 | Norcen Energy Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | | 2003.04.09 | 6 388 731 \$ |
| PP380 | 25 606 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | H | 2003.04.09 | 2 200 000 \$ |

Permis de prospection (suite)

| Permis | Superficie (ha) | Titulaire | DATES (a. m. j.) | | | Dépenses prévues dans la soumission | |
|---|--------------------|--|------------------------|-------------------------------------|------------|--|--------------|
| | | | Entré en en vigueur | Un puits doit être foré avant | Expiration | | |
| Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest | | | | | | | |
| PP381 | 21 236 | Unocal Canada Exploration Limited | 1996.04.10 | 2000.04.09 | H | 2003.04.09 | 6 250 000 \$ |
| PP382 | 25 335 | Ocelot Energy Inc. | 1996.04.10 | 2000.04.09 | H | 2003.04.09 | 1 100 000 \$ |
| PP383 | 25 515 | Shell Canada Limited | 1996.04.10 | 2000.04.09 | H | 2003.04.09 | 1 224 400 \$ |
| Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie centrale de la vallée du Mackenzie | | | | | | | |
| PP371 | 75 196 | Foxboro Ltd. | 1995.06.08 | 2000.06.07 | | 2004.06.07 | 1 150 000 \$ |
| PP372 | 88 693 | Ranger Oil Limited | 1995.05.18 | 1999.05.17 | H | 2003.05.17 | 3 215 000 \$ |
| PP373 | 99 560 | Grand River Resources | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 226 000 \$ |
| PP374 | 138 170 | Grand River Resources | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 042 000 \$ |
| PP375 | 3 508 | Murphy Oil Company | 1996.03.27 | 2000.03.26 | H | 2004.03.26 | 2 806 000 \$ |
| PP376 | 86 156 | Canadian 88 Resources | 1996.03.27 | 2000.03.26 | | 2004.03.26 | 1 200 000 \$ |
| PP377 | 47 693 | Ranger Oil Limited | 1996.03.27 | 2000.03.26 | | 2004.03.26 | 3 069 000 \$ |
| PP386 | 114 737 | Grand River Resources | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 1 072 000 \$ |
| PP387 | 128 575 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 9 482 688 \$ |
| PP388 | 30 696 | Murphy Oil Company | 1997.05.05 | 2001.05.04 | H | 2005.05.04 | 2 831 080 \$ |
| PP390 | 50 938 | Ranger Oil Limited | 1997.05.05 | 2001.05.04 | H | 2005.05.04 | 6 200 000 \$ |
| PP391 | 71 816 | International Frontier Resources Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 4 000 000 \$ |
| PP392 | 133 518 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 8 466 460 \$ |

*1 Émis à l'origine conformément au Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada.

*2 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

*3 Échange de terres contre les permis du cap Bathurst

H La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2.

Bilan des activités de forage

| Nom du puits | Démarrage/ Unité libérée | Latitude Longitude | Classe ^{*1} Statut ^{*2} | Profondeur du puits | Installation de forage /Permis ^{*3} |
|---|-----------------------------|-----------------------|--|------------------------|--|
| Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale | | | | | |
| CANADIAN FOREST FLETT RAPIDS I-61 | 98.11.13 | 60°40'40.94"N | PP | 2660 | Nabors #24E PP365 |
| | 99.01.18 | 123°26'33.96"O | B et S | | |
| CANADIAN FOREST FLETT RAPIDS N-61 | 99.03.21 | 60°30'46.69"N | PP | 3383 | Akita #58 PP363 |
| | 99.09.19 | 123°42'32.51"O | B et S | | |
| CANADIAN FOREST FORT LIARD K-32 | 99.02.19 | 60°1'39.00"N | PP | 1695 | Nabors #6 PP381 |
| | 99.03.21 | 123°21'49.00"O | B et S | | |
| CHEVRON ET AL LIARD K-29 | 99.03.03 | 60°28'42.1"N | DL | 3000 | Akita #48 ADI99 |
| | 99.03.30 | 123°35'1.8"O | B et S | | |
| CHEVRON ET AL LIARD M-25 | 99.09.29 | 60°24'50.80"N | DL | 3770 | Akita #48 ADI99 |
| | 99.12.21 | 123°35'12.50"O | B et S | | |
| CHEVRON ET AL McKAY LAKES O-80 | 99.08.24 | 60°19'49.96"N | PP | 1028 | Akita #48 PP380 |
| | 99.09.08 | 123°29'3.46"O | B et S | | |
| PARAMOUNT BERKLEY ARROWHEAD C-02 | 99.03.11 | 60°31'12.09"N | PP | 694 | Precision #507 PP383 |
| | 99.03.29 | 123°1'10.43"O | B et S | | |
| PARAMOUNT BERKLEY ARROWHEAD O-15 | 99.01.18 | 60°24'53.70"N | PP | 3301 | Precision #507 PP369 |
| | 99.03.06 | 123°02'31.20"O | B et S | | |
| PARAMOUNT BERKLEY NETLA M-23 | 98.12.17 | 60°42'58.40"N | PP | 2280 | Precision #379 PP368 |
| | 99.01.22 | 123°05'12.10"O | B et S | | |
| PARAMOUNT BOVIE C-76A | 99.02.06 | 60°15'14.83"N | PP | 3463 | Cenalta #42 PP369 |
| | 99.02.23 | 122°59'22.34"O | B et S | | |
| PARAMOUNT BOVIE C-76A | 98.12.14 | 60°15'14.83"N | PP | 3464 | Precision #507 PP369 |
| | 99.01.10 | 122°59'22.34"O | B et S | | |
| PARAMOUNT ET AL I-46 | 99.11.12 | 60°5'32.47"N | DL | 2055 | Precision #379 PP381 |
| | 00.01.15 | 123°22'53.61"O | B et S | | |
| PARAMOUNT ET AL LIARD A-01 | 99.02.09 | 60°0'4.64"N | PP | 2046 | Precision #373 PP381 |
| | 99.03.24 | 123°15'4.86"O | B et S | | |
| PARAMOUNT ET AL LIARD F-36 | 98.12.23 | 60°05'27.50"N | PP | 2110 | Akita #15 PP381 |
| | 99.02.05 | 123°22'0.60"O | B et S | | |
| PARAMOUNT ET AL LIARD F-36 | 99.02.19 | 60°05'27.50"N | PP | 2090 | Cenalta #42 PP381 |
| | 99.03.20 | 123°22'0.60"O | B et S | | |
| PARAMOUNT ET AL NETLA P-57 | 99.01.27 | 60°46'50.68"N | PP | 2408 | Precision #379 PP367 |
| | 99.03.02 | 122°39'25.09"O | B et S | | |
| PARAMOUNT ET AL O-35 | 99.11.02 | 60°4'48.08"N | DL | 2121 | Akita #32 PP381 |
| | 99.12.29 | 123°21'22.80"O | B et S | | |

| Nom du puits | Démarrage/ Unité libérée | Latitude Longitude | Classe ^{*1} Statut ^{*2} | Profondeur du puits | Installation de forage /Permis ^{*3} |
|-------------------|-----------------------------|-----------------------|--|------------------------|--|
| SUNCOR NETLA K-77 | 99.02.07 | 60°46'30.72"N | DL | 2118 | Alberta Gold #235 /ADI013 |
| | 99.03.16 | 122°44'23.95"O | B et S | | |
| SUNCOR NETLA P-16 | 99.12.21 | 60°45'57.56"N | DL | 2099 | Akita #37 ADI13 |
| | 00.01.13 | 122°47'7.16"O | B et A | | |

Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie centrale de la vallée du Mackenzie

| | | | | | |
|----------------------------------|----------|----------------|--------|------|--------------------|
| GREY WOLF-CANAXAS DEH CHO-1 B-25 | 98.12.16 | 65°14'1.23"N | PP | 785 | Shetah #7 PP389 |
| | 99.01.08 | 126°34'32.26"O | B et A | | |
| GREY WOLF-CANAXAS DEH CHO-2 B-14 | 99.01.17 | 65°13'9.27"N | PP | 800 | Shetah #7 PP389 |
| | 99.01.31 | 126°32'47.28"O | B et A | | |
| IMP MURPHY DISCOVERY RIDGE D-04 | 99.01.14 | 65°23'12.64"N | PP | 520 | Shetah #1 PP388 |
| | 99.01.24 | 126°46'46.78"O | B et A | | |
| IMP NORMAN WELLS E-39X | 99.07.18 | 65°16'56.31"N | DV | 915 | Akita#51 ARP |
| | 99.07.18 | 126°51'03.74"O | PR | | |
| IMP NORMAN WELLS G-35X | 99.07.20 | 65°16'59.52"N | DV | 1186 | Akita#51 ARP |
| | 99.08.05 | 126°51'40.07"O | PR | | |
| NORTHROCK ET AL EAST MACKAY I-77 | 99.12.21 | 64°46'41.61"N | PP | 2400 | Akita #51 PP391 |
| | 00.01.24 | 125°43'10.28"O | B et A | | |

*1 Classe

PP = puits de prospection

DL= puits de délinéation

DV= puits de développement

*2 Statut

B et S = bouché et suspendu

B et A = bouché et abandonné

PR= production

*3 Permis

PP = permis de prospection

ADI = attestation de découverte importante

ARP = accord de réserves prouvées-Norman Wells

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne-ressource concernée nommée ci-après dans l'adresse d'envoi générique du Ministère.

**Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Ottawa (Ont.)
Canada K1A 0H4**

Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenus en s'adressant à : Attribution des droits et Politiques (819) 953-8529.

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au Gestionnaire des droits / Registraire (819) 953-8490.

L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du Géologue en chef (819) 953-8722.

**Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Adresse municipale : 10 rue Wellington, 6^e étage, Hull (Qc)
Téléphone :(819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet :http://www.inac.gc.ca/oil/index_f.html**

Sources additionnelles d'information

De l'information est disponible sur ce qui suit aux bureaux l'Office national de l'énergie à l'adresse ci-dessous :

- 7 le Bureau du soutien à la réglementation a des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation;
- 7 le Bureau d'information sur les terres domaniales donne accès à des cartes, à l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques et à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits;
- 7 la Direction générale de l'environnement a des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement.

Office national de l'énergie
444, 7^e Avenue sud-ouest
Calgary (Alb.) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800 - Télécopieur : (403) 292-5503

L'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière de la Commission géologique du Canada facilite l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60^e degré à :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303, 33^e Rue nord-ouest Calgary (Alb.) T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000 Télécopieur : (403) 292-5377

Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès du :

Centre géoscientifique de l'Atlantique
Institut océanographique de Bedford
Entreposage des carottes et laboratoire
Dartmouth (N.-É.) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127 - Télécopieur : (902) 426-6186

On peut se procurer l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au :

Directeur général
Bureau de recherche et développement énergétique
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléphone : (613) 995-8860 - Télécopieur : (613) 995-6146