



Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2000

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

La gestion des ressources pétrolières sur les terres de la Couronne est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. La première régit l'attribution des droits de prospection et d'exploitation, et les Règlements connexes établissent le régime des redevances. La seconde régit les opérations pétrolières et les avantages qui en découlent. La direction s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux avantages, pour le compte du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, tandis que l'Office national de l'énergie se charge d'approuver les opérations.

On peut trouver de l'information sur la gestion des ressources pétrolières et gazières dans le Nord en consultant le site web suivant : <http://www.ainc-inac.gc.ca/oil/>



Publié avec l'autorisation de
l'honorable Robert D. Nault, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2001

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2000

QS-8509-010-FF-A1
Catalogue # is R71-47/2000F
ISBN # is 0-662-85907-3

***Message de l'honorable Robert D. Nault,
ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien***

L'an 2000 a été une année remarquable au plan de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans le Nord, ouvrant la voie à des activités futures. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien a travaillé de concert avec l'industrie et les nouvelles commissions formées dans la vallée du Mackenzie afin de favoriser une étroite collaboration aux étapes de l'évaluation et de l'approbation réglementaire des projets dans la région de Fort Liard. Des fonctionnaires du ministère ont aussi travaillé en étroite collaboration avec les représentants des gouvernements et les associations Inuites désignées incluant le NT du Nunavut afin de sensibiliser les habitants de ce territoire aux avantages qu'ils pourraient tirer de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières.

L'exploitation de trois nouveaux champs gaziers a commencé dans la région de Fort Liard. Les trois projets, soumis au nouveau processus de réglementation dans la vallée du Mackenzie, nous ont enseigné des leçons utiles en matière de développement durable dans le Nord canadien. La localité de Fort Liard a établi des partenariats efficaces avec les sociétés exploitantes. Des entreprises de services et des particuliers d'autres collectivités dans le Nord ont aussi profité de nouvelles possibilités d'emploi et occasions d'affaires.

Le ministère a reçu un nombre record de demandes de droits de prospection dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. C'est la seconde année que cette région suscite un vif intérêt. La croissance rapide des activités de prospection dans le delta du Mackenzie et les alentours a grandement profité à l'emploi et au commerce et fait souffler un vent d'optimisme, en plus d'ouvrir de nouvelles perspectives dans les collectivités locales. Plus au sud, l'appel d'offres dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie a aussi attiré des propositions de travaux importants sur six des huit terrains disponibles.

Une demande de désignations dans les îles de l'Arctique, au Nunavut, a rappelé le potentiel du Grand Nord. La demande, faite avec l'appui du gouvernement territorial et de la société Nunavut Tunngavik Inc., indiquait à l'industrie que le Nunavut est "ouvert aux affaires".

Les chances qu'on procède à la construction de pipelines afin d'exporter le gaz de l'Arctique ont beaucoup augmenté pendant l'année, lorsque l'industrie a annoncé la tenue d'études de faisabilité, notamment sur la mise en valeur des réserves dans le delta du Mackenzie. Vers la fin de l'année, ces activités ont stimulé encore davantage la prospection dans le Nord.

La prospection et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières offrent un potentiel considérable pour le Nord et pour le Canada, un potentiel qui ne pourra se réaliser qu'au moyen d'une exploration systématique. Les activités de prospection créent des possibilités d'emploi et de développement économique dont les collectivités nordiques ont grandement besoin.

C'est avec beaucoup de plaisir que je dépose devant le Parlement le Rapport sur le pétrole et le gaz du Nord - 2000.

Terres domaniales du Canada



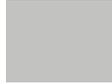
 Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord	3
Survol des tendances	3
Les activités d'exploration dans le Nord	4
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest (Deh Cho)	4
La partie centrale de la vallée du Mackenzie (Sahtu et Gwich'in)	5
Le delta du Mackenzie (territoire habité par les Inuvialuits)	5
La zone extracôtière du Nunavut	6
Survol des activités pétrolières et gazières en l'an 2000 dans le Nord canadien (tableau)	6
Gestion du pétrole et du gaz	7
Attribution de droits	7
Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort	7
La partie centrale de la vallée du Mackenzie	7
Les îles de l'Arctique au Nunavut	8
Permis délivrés en l'an 2000	8
Retombées économiques	9
Mesures environnementales	9
Consultations	9
Plan de réglementation	9
Fonds pour l'étude de l'environnement	10
Dépenses et redevances	10
Exploitation et production	11
Norman Wells	11
Ikhil	11
Pointed Mountain	11
Paramount Fort Liard	12
Chevron Fort Liard	12
Ranger Fort Liard	12
Production de pétrole et de gaz (tableau)	13
Recettes pétrolières et gazières perçues (tableau)	13
Bilan des ressources découvertes (tableau)	13
Résumé statistique	14
Portefeuilles fonciers	14
Permis de prospection	15
Activités de forage	17
Sources d'information	
Direction du pétrole et du gaz du Nord	18

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD

Survol des tendances

L'augmentation des prix en l'an 2000, poursuivant la tendance établie en 1999, a créé un climat favorable à des investissements majeurs dans le secteur pétrolier en amont. Au début de l'année, les prix du pétrole étaient 25 % plus élevés qu'à la même période l'année précédente, et ils sont demeurés élevés toute l'année. Les prix du gaz ont continué d'augmenter au cours des trois premiers trimestres de 2000, et ils étaient 50 % plus élevés qu'en 1999. Lorsque la saison du chauffage a commencé, à l'automne 2000, les marchés nord-américains ont réagi aux réserves limitées et les prix du gaz naturel se sont mis à grimper pour atteindre des niveaux inégalés en décembre, dont des sommets de 14 \$ par endroits.

Prix des produits de base

	<u>1998</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>
Pétrole ¹	127,46	172,16	279,36
Gaz ²	1,92	2,77	4,8

Le gaz naturel chauffe mieux que les autres combustibles hydrocarbonés et coûte moins cher

à transporter et à traiter. C'est le combustible privilégié de la nouvelle génération de centrales électriques et son usage accru contribuera de façon importante à limiter les émissions de gaz à effet de serre. Compte tenu de ces facteurs, la croissance rapide de la demande et la production limitée dans les gisements actuels ont amené l'industrie à mettre en valeur de nouveaux secteurs d'approvisionnement.

De grosses réserves découvertes mais non exploitées dans l'Arctique canadien, notamment dans le delta du Mackenzie, aident le Canada à se positionner en vue de répondre à une grande partie de la demande prévue en Amérique du Nord, et elles ont forcé l'industrie à revoir les avantages économiques liés à la construction d'un pipeline pour transporter le gaz naturel du delta du Mackenzie jusqu'aux marchés du sud. Au printemps 2000, un consortium de sociétés ayant des réserves de gaz dans le delta du Mackenzie, soit l'Imperial Oil, Gulf Canada, Shell Canada et Mobil Canada, a annoncé la tenue d'une étude de faisabilité sur l'exploitation du gaz du delta du Mackenzie et la construction d'un pipeline dans la vallée du Mackenzie. Ces sociétés font état de la découverte de quelque 5,8 billions de pi³ (BPC) de gaz dans trois champs sur terre dans le delta du Mackenzie. L'Office national de l'énergie évalue à 9 BPC la quantité totale des ressources découvertes dans cette région, ce qui porte à 56 BPC les réserves totales de la région.

¹Prix moyen du pétrole : \$CAN par m³ à Edmonton

²Prix moyen du gaz naturel : AECO (\$CAN par GJ)

Source : Ressources naturelles Canada

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 restantes et, selon une estimation prudente, 30 % de la production potentielle¹.

Les spéculations concernant la construction de pipelines pour exporter le gaz de l'Arctique ont été accentuées par l'annonce faite par BP Amoco, Exxon Mobil et Phillips, des sociétés d'exploitation dans la région de la baie Prudhoe, en Alaska, selon laquelle elles allaient mener une étude de faisabilité sur l'exportation des réserves de gaz de cette région. L'étude visera plus précisément à choisir le trajet du pipeline, ainsi qu'à déterminer la viabilité économique d'un tel projet, en vue de déposer une demande auprès des organismes de réglementation canadiens et américains. Il existe des possibilités de synergies importantes entre les projets.

Les prix du gaz naturel étant favorables, il est probable qu'au moins un de ces projets, sinon les deux, se concrétisera. La construction d'un pipeline fera du Nord canadien un acteur important dans la croissance énergétique future en Amérique du Nord.

Les activités de forage ont continué de progresser au Canada tout au long de l'année, après un ralentissement en 1998 et au début de 1999. On a assisté partout en Amérique du Nord à un virage marqué vers le forage gazier.

¹(Source : Nouvelles estimations apparaissant dans L'Énergie au Canada : offre et demande jusqu'à 2005, Office national de l'énergie, 1999)

Les activités d'exploration dans le Nord

Globalement, les activités de forage au nord du 60^e parallèle ont ralenti quelque peu par rapport à 1999, bien qu'elles aient été plus fréquentes que dans les années antérieures à 1999. Neuf puits de sondage ont été forés en l'an 2000. On a foré sur une profondeur totale de 29 190 m, dont 6 330 m pour des puits de production. Cela représente une baisse par rapport à 1999, année au cours de laquelle on avait foré sur 44 707 m. Trois puits, un de sondage et deux de délimitation, ont été forés dans les Territoires du Nord-Ouest en janvier 2000. Le forage hivernal en 1999-2000 a pris fin le 25 mars 2000 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Un puits (CFOL C-31) a été foré entre la fin de l'été 2000 et l'hiver 2000-2001. À la fin de l'année, on procédait au forage de deux puits dans la partie sud des T.N.-O.

Au total, 17 programmes géologiques et géophysiques ont été exécutés dans le Nord canadien en l'an 2000. Ces programmes comprenaient une opération de prospection sismique 2D sur 1 554 km, une opération de prospection sismique 3D sur 307 km², de même qu'un levé aéromagnétique sur 18 123 km, une opération de prospection gravimétrique sur 27 km et trois projets géologiques sur le terrain menés par l'industrie.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest (Deh Cho)

Dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, près de Fort Liard, les sociétés qui avaient trouvé des gisements de gaz en 1998-1999 ont mis l'accent sur l'exploitation de ces gisements et la construction d'un pipeline. Elles ont entrepris la construction du pipeline

à l'hiver 2000, afin de pouvoir commencer l'exploitation de trois nouveaux champs gaziers. La longue infrastructure du pipeline servant à l'exploitation de ces champs et le rendement de ceux-ci stimulera l'exploration dans cette région.

Un puits de délimitation a été foré sur le champ gazier de Suncor SDL013, un champ découvert en 1961, mais demeuré inexploité. Suncor P-16 a été foré jusqu'à une profondeur de 2 099 m, puis bouché et abandonné par la suite. Fort Liard I-46, de Paramount et coll., a été le second de deux puits forés pour délimiter la découverte de 1999 de la Paramount à Fort Liard F-36. Ce puits a été bouché et suspendu à 2 055 m.

On a entrepris le forage de trois puits de sondage à l'automne 2000. Paramount et coll. a foré le puits Mount Coty I-02 sur EL381. Ce puits a été foré à une profondeur de 1 744 m, puis bouché et suspendu. Paramount et coll. a aussi procédé au forage de Fort Liard N-01, à l'extrémité sud d'EL381, près de la frontière avec la Colombie-Britannique. Comme I-02, N-01 avait pour but d'atteindre la formation mississippienne de Mattson; l'opération de forage a été effectuée à la fin de l'année. La Canadian Forest Oil a continué à forer le champ gazier C-31, dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard. Dans ce cas, on visait à atteindre la formation mésodévonienne de Nahanni.

Quatorze programmes géologiques et géophysiques ont été exécutés dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest (excluant le delta du Mackenzie). On a aussi procédé à des opérations de prospection sismique 2D sur une distance de 788 km et de prospection sismique 3D sur une superficie de 116 km².

La partie centrale de la vallée du Mackenzie (Sahtu et Gwich'in)

Le forage s'est intensifié dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. AEC West, en collaboration avec Renaissance Energy (maintenant Husky Energy Ltd.), a foré cinq puits, dont quatre sur EL387, à mi-chemin entre Fort Good Hope et Norman Wells. Ces puits servaient à vérifier des cibles dans le complexe récifal Carcajou de la formation mésodévonienne de Kee Scarp. Ils ont été forés à une profondeur totale variant entre 650 m et 860 m. Le puits Tate G-18 a été creusé à une profondeur de 2 030 m sur EL392, afin de vérifier des zones de production possibles en bordure de la structure de Keele Arch, au sud de Tulita. Les puits ont été bouchés et abandonnés.

Northrock et ses partenaires ont foré deux puits sur EL391, au sud-ouest de Tulita. Le puits le plus au nord, East Mackay I-77, démarré en décembre 1999, a été foré à une profondeur de 2 400 m afin de vérifier des cibles dans des formations datant du Dévonien inférieur et du Dévonien moyen. Le puits plus au sud, Fall Stone F-01, a été foré sur 1 400 m. Il visait à vérifier des cibles moins profondes dans une formation datant du Crétacé. Les deux puits ont atteint la profondeur prévue et ont été bouchés et abandonnés. La société a annoncé qu'elle n'y avait trouvé aucun combustible hydrocarboné commercial.

Le delta du Mackenzie (territoire habité par les Inuvialuits)

Dans le delta du Mackenzie, Petro-Canada a exécuté un programme de prospection sismique 2D sur 135 km et un programme de prospection sismique 3D sur 191 km² sur EL395 et EL396, tandis que Gulf Canada a exécuté un programme d'essais au lac Parsons. Vers la fin de l'année, Petro-Canada a mobilisé de l'équipement pour forer par battage premier puits de sondage dans

le delta du Mackenzie depuis dix ans. Ce puits est le premier d'une série de 14 qu'il faudra creuser pour valider les permis d'exploration qui ont été attribués cette année et en 1999. On s'attend à ce que des puits multiples soient forés en vertu de certains permis si les résultats de l'exploration sont encourageants.

La zone extracôtière du Nunavut

Dans le cadre des activités de prospection dans la mer du Labrador, au large des côtes du Groenland et dans le détroit de Davis, on a foré

un puits en mer sur la zone de production possible de Fylla, au sud-ouest de Nuuk, au Groenland. La zone en question s'étend dans les eaux canadiennes au large de l'île de Baffin, au Nunavut, où une découverte de gaz faite en 1980, à Kekja, était restée en plan. Un programme de prospection sismique en milieu marin lié au projet d'exploration au large des côtes du Groenland a été exécuté à l'été 2000 en eaux canadiennes, sur une distance de 631 km, dans le cadre de l'évaluation régionale du potentiel du gisement.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 2000

Terres détenues en vertu de permis par des sociétés (en millions d'hectares)	5,3
Nombre de permis en vigueur à la fin de l'année (comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	179
Permis délivrés au cours de l'année	21
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	769,2
Production de pétrole (en milliers de mètres cubes)	1 434,3
Recettes pétrolières et gazières perçues en 2000 (millions de \$)	14,8
(redevances, loyers, droits et garanties d'exécution confisquées)	

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Compte tenu de la reprise des activités de prospection, il est important de soutenir l'intérêt des investisseurs en attribuant régulièrement de nouveaux droits de prospection. À cette fin, le ministère encourage le lancement d'appels d'offres réguliers durant l'année pour des projets d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, la mer de Beaufort, le delta du Mackenzie et les îles de l'Arctique faisant partie du Territoire du Nunavut. Le ministère s'emploie également à élaborer des mesures qui répondront aux besoins des secteurs ne jouissant pas d'un règlement de revendications territoriales, principalement la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des perspectives de développement économique.

Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Le critère d'admission des offres est la valeur monétaire des travaux proposés pour la première étape du projet visé par le permis. Le projet doit prévoir le forage d'au moins un puits durant cette période.

Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort

L'attribution de droits de prospection dans la région du delta du Mackenzie et la mer de Beaufort est un événement annuel depuis une décennie.

Dans le delta du Mackenzie, une demande de désignations a été lancée en février 2000 avec l'appui des Inuvialuits et du conseil tribal Gwich'in. Elle a pris fin le 31 mars 2000. Un appel d'offres pour des travaux sur dix terrains désignés a été lancé en avril 2000 et est resté ouvert pendant quatre mois. Le seul critère

d'admission des offres était la valeur monétaire des travaux proposés pendant les cinq premières des neuf années visées par le permis. L'appel d'offres a été publié à la Partie I de la *Gazette du Canada*, conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

À la clôture de l'appel d'offres, le 14 août 2000, on avait reçu des projets de travaux pour une somme totale de 467 millions de dollars sur neuf des dix terrains offerts. L'offre la plus élevée pour chaque terrain a été acceptée. Certains terrains ont fait l'objet d'offres multiples.

Le ministère a consulté les Inuvialuits et les Gwich'ins sur des questions environnementales et les conditions de l'appel avant d'amorcer le processus d'attribution de droits.

Les Inuvialuits ont aussi tenu cette année une vente de droits d'exploitation des ressources pétrolières et gazières sur les terres qu'ils occupent dans le delta du Mackenzie. La vente leur a valu 75 millions de dollars en primes, en sus des dépenses engagées pour les travaux.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Une demande de désignations par l'industrie touchant la partie centrale de la vallée du Mackenzie a été lancée le 14 janvier 2000 et est restée valable jusqu'au 29 février suivant. L'appel d'offres, publié dans la Partie I de la *Gazette du Canada*, conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, a été lancé le 1er avril 2000. La date de clôture avait été fixée au 31 juillet suivant.

Le critère d'admission des offres était la valeur monétaire des travaux proposés pour les quatre premières années de la période de

huit années visée par le permis. Des offres prévoyant des investissements totaux de 57,47 millions de dollars ont été acceptées pour six des huit terrains disponibles.

Conformément aux dispositions des ententes de règlement des revendications territoriales des premières nations Sahtu et Gwich'in, le ministère s'est assuré de consulter ces deux nations concernant les conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes avant l'attribution des droits. Ces ententes obligent les sociétés intéressées à rencontrer des représentants des premières nations Sahtu et Gwich'in avant d'exercer leurs droits de prospection, afin de discuter des travaux proposés, y compris des possibilités d'emploi et des occasions d'affaires offertes aux collectivités locales.

Les îles de l'Arctique faisant partie du Nunavut

Au cours de l'année 2000, le ministère a terminé le processus de consultation entrepris auprès du gouvernement du Nunavut et de la société Nunavut Tunngavik Inc., en vue du lancement d'une première demande de désignations au Nunavut. La demande était ouverte à la fin de l'année.

Comme en témoignent les découvertes effectuées jusqu'à présent, la région des îles de l'Arctique regorge de secteurs pouvant contenir des quantités très intéressantes de pétrole et de gaz. Le ministère pense que des appels d'offres réguliers dans le Nunavut encourageront le secteur privé à investir dans la mise en valeur de ces ressources.

Permis délivrés en l'an 2000

Quinze nouveaux permis d'exploration ont été délivrés à la suite d'un appel d'offres visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort.

Trois attestations de découverte importante, SDL118, SDL119 et SDL120, prenant effet le 22 février 2000, ont été délivrées par suite de la déclaration de découverte importante faite ce même jour, concernant le puits de découverte Ranger Fort Liard P-66A. Les titulaires du permis d'exploration EL363 ont présenté une demande d'attestation de découverte importante le 3 mai 1999, conformément à la Loi. L'une des attestations de découverte importante, SDL118, a aussi été l'objet d'une déclaration de découverte commerciale, et un permis d'exploitation, PL10, a été délivré aux sociétés Ranger Oil Limited et Canadian Forest Oil Ltd. le 26 avril 2000.

En plus de PL10, trois autres permis d'exploitation ont été délivrés. Une déclaration de découverte commerciale faite en rapport avec certains terrains sous l'autorité de l'attestation de découverte importante SDL99 a mené à la délivrance du permis d'exploitation PL9, le 27 mars 2000, à la société Chevron Canada et coll.

Par suite d'une déclaration de découverte commerciale faite en vertu du permis d'exploration EL381, les titulaires se sont vu délivrer les permis de production PL7 et PL8 prenant effet le 18 janvier 2000, date à laquelle ils ont été demandés. Le titulaire de ces permis est la société Paramount Resources Ltd.

Retombées économiques

L'industrie du pétrole et du gaz pourraient devenir un élément important de l'économie du Nord canadien. Bon nombre d'emplois directs et

indirects et d'occasions d'affaires dans le domaine des produits et services sont créés aux étapes de l'exploration et de l'exploitation.. Ces ressources contribuent déjà à l'emploi et à l'économie de nombreuses collectivités nordiques. Le caractère saisonnier des emplois dans le domaine de l'exploration, qui sont souvent des emplois à temps partiel, cadre bien avec le type d'économie fondée sur l'accomplissement d'un travail rémunéré et la pratique des activités traditionnelles qui existe dans le Nord.

Lorsqu'un promoteur entreprend des travaux d'exploration et de mise en valeur des gisements pétroliers et gaziers dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans les zones extracôtières, il doit s'assurer que les habitants du Nord auront un accès équitable et entier aux emplois, à la formation et aux occasions d'affaires, et, au moment d'engager du personnel, il doit d'abord considérer les candidatures des personnes qualifiées résidant dans les collectivités locales.

Les localités de Fort Liard, Inuvik, Tulita et Norman Wells profitent, au plan économique, de l'exploration pétrolière et gazière. À Fort Liard et à Inuvik, le taux d'emploi est très élevé et l'activité économique est très grande en raison des projets d'exploration et d'exploitation du pétrole à ces endroits.

Le ministère a formé un groupe de consultation à Yellowknife en vue de faciliter le processus d'approbation des régimes d'avantages sociaux et d'aider à paver la voie aux approbations réglementaires et environnementales nécessaires aux activités prévues dans les Territoires du Nord-Ouest.

Mesures environnementales

Consultations

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

Plan de réglementation

De nouvelles institutions publiques établies en vertu des ententes de règlement des revendications territoriales, telles que l'Office de terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la Vallée du Mackenzie et le Bureau inuvialuit d'examen des répercussions environnementales, de même que des organismes fédéraux comme l'Office national de l'énergie, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et les ministères des Pêches et Océans et de l'Environnement du Canada, jouent un rôle important dans ce nouveau cadre de réglementation.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

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 les domaines 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 entrepris. Cependant, en octobre 2000, le conseil d'administration du FEE a établi le contenu et le budget du programme de 2001, lequel a reçu l'aval du ministre fédéral des Ressources naturelles et de son collègue aux Affaires indiennes et du Nord.

Le programme, au coût d'environ 1,1 million de dollars, comprend la tenue d'études environnementales sur la côte est et dans le Nord canadien. L'Institut arctique de l'Amérique du Nord s'est vu confier l'étude des rapports et des résumés des recherches effectuées au cours des 20 dernières années dans le Nord. Il tentera de relever les failles dans la recherche.

Dépenses et redevances

Les activités d'exploration, les abandons de puits et le forage de reconnaissance sur le terrain ont entraîné des dépenses de 66.1 millions de dollars en 2000. Les redevances payées par l'industrie pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont élevées à environ 13,4 millions de dollars pendant la même période. 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 de leurs revendications territoriales.

EXPLOITATION ET PRODUCTION

La vallée du Mackenzie (Sahtu)

Norman Wells

Le champ pétrolifère de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, s'étend au-dessous du fleuve Mackenzie, à une latitude de 60°20' N. Il s'agit d'un gisement dans la formation devonienne de Kee Scarp. Ce champ constitue le point de départ du pipeline de Norman Wells, une installation de 30 cm (12 po) de diamètre exploitée par Enbridge Inc, qui s'étend sur 866 km vers le sud depuis Norman Wells jusqu'à Zama, en Alberta. Près de 4 200 m³ de pétrole (27 000 barils) passent chaque jour dans ce pipeline. C'est environ la moitié de sa capacité potentielle, une fois qu'on y aura apporté quelques améliorations.

La production totale du champ de Norman Wells depuis qu'on a commencé à l'exploiter a atteint 30,7 x 10⁶ m³ (193,2 millions de barils), sur des réserves récupérables estimées à environ 37,5 x 10⁶ m³ (250 millions de barils). La production en 2000, poursuivant son léger mouvement à la baisse, a été de 1 434,3 x 10³ m³ (9 millions de barils).

Huit puits de production ont été forés sur ce champ entre juin et août 2000. Tous ont été forés dans l'île artificielle numéro 5 sur le fleuve Mackenzie, à des profondeurs variant entre 635 m et 970 m. Cinq des puits sont maintenant en exploitation; les autres servent à l'évacuation de l'eau. Les puits ont été disposés de manière à optimiser l'extraction à différents endroits du champ et à prolonger leur vie utile.

Le delta du Mackenzie (territoire habité par les Inuvialuits)

Champ gazier Ikhil

Le champ gazier Ikhil s'étend dans le delta du Mackenzie, à 50 km au nord d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Découvert en 1983, il est resté inexploité jusqu'en 1999. Le gisement se trouve dans les sables Taglu (formation Reindeer), datant de l'âge éocène, à une profondeur d'environ 1 100 m. Le gaz tiré de ce champ est acheminé par un gazoduc enfoui de 12 cm (6 po) de diamètre jusqu'à Inuvik, où il sert à produire de l'électricité et à approvisionner la localité. La société AlcaGas est l'entreprise qui s'occupe actuellement de ce projet. La production cumulative depuis le début de l'exploitation du champ, en juillet 1999, s'élève à 14,3 x 10⁶ m³ (0,5 milliard de pi³) de gaz. La production en 2000 a été de 10 x 10⁶ m³ (0,4 milliard de pi³) de gaz. On exploite actuellement deux puits sur ce champ.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Pointed Mountain

Le champ gazier de Pointed Mountain, exploité par BP Amoco, a commencé à produire en 1972. Le gaz provient de la formation devonienne de Nahanni, d'une profondeur variant entre 3 900 m et 4 200 m. La production a atteint un sommet de 1 x 10⁹ m³ par année au milieu des années 1970. Elle a baissé à 17,1 x 10⁶ m³ (0,6 milliards de pi³) en l'an 2000.

Le gaz extrait de P-53, le seul puits encore

productif, se mêle au gaz venant d'installations récentes en amont, près de Fort Liard, dans le gazoduc pour gaz brut exploité par Westcoast Energy Inc., qui conduit le gaz jusqu'à Fort Nelson, en Colombie-Britannique, où il est traité.

Paramount Fort Liard (puits F-36)

En janvier 2000, Paramount Resources et Berkeley Petroleum ont reçu de l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exploiter le champ gazier Fort Liard F-36, qui avait été découvert en 1999. Leur puits se trouve à 25 km au sud-est de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le gaz est extrait de la formation mississippienne de Mattson, à quelque 2 000 m de profondeur. Un gazoduc de 324 mm (12 po) de diamètre (le gazoduc Shiha) achemine le gaz vers le sud sur une distance de 24 km, jusqu'à une usine de traitement près du lac Maxhamish, en Colombie-Britannique.

Le puits est entré en opération en avril 2000 et il avait produit au total $66,3 \times 10^3 \text{ m}^3$ (2,3 milliards de pi³) de gaz non corrosif à la fin de l'année. Le second de deux puits de délimitation, I-46, a été foré en l'an 2000 afin de déterminer l'étendue de cette découverte.

Chevron Fort Liard (puits K-29)

En janvier 2000, la société Chevron a reçu de l'Office national de l'énergie l'autorisation d'exploiter le gisement de gaz découvert en 1999 au puits Fort Liard K-29, foré dans le pli anticlinal de Liard, dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard et à l'ouest de la rivière Liard. Le gisement se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, dans une structure de chevauchement à environ 3 000 m de profondeur. Le gaz est un peu sulfureux.

Le puits K-229 s'est avéré prolifique, avec une production cumulative de $407,3 \times 10^6 \text{ m}^3$ (14,4 milliards de pi³) sur une période de huit mois se

terminant à la fin de l'an 2000. Un second puits, M-25, à 8 km au sud de K-29, a été mis en service en novembre 2000, portant la production en cette première année d'exploitation du gisement à $490,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ (17,3 milliards de pi³).

Le gaz provenant de ce gisement est acheminé par un nouveau gazoduc de 46 km de long, propriété de l'exploitant, jusqu'aux installations de BP Amoco de Pointed Mountain, au point terminal actuel du pipeline de Westcoast Energy. Une conduite d'évacuation d'eau relie le gisement au puits O-80 du lac Mackay, foré en 1999, qui a été transformé pour évacuer l'eau.

Ranger Fort Liard (puits P-66A)

En février 2000, l'Office national de l'énergie a approuvé le plan proposé par la Ranger Oil pour la mise en valeur du champ gazier P-66A, découvert en 1998. Le champ s'étend dans les contreforts, à l'ouest de la rivière Liard et à 15 km au nord du puits K-29 de la Chevron. Le gaz se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, à une profondeur de 3 000 m, et il est un peu sulfureux.

L'exploitation de P-66A a commencé en mai 2000, et la production à la fin de décembre atteignait $60,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ (2,1 milliards de pi³). On a constaté une baisse de la production de gaz et une augmentation de la production d'eau à la fin de l'année. Le gaz tiré de ce puits est transporté au moyen d'un nouveau gazoduc jusqu'à un point près du puits K-29, où les flux gazeux se mélangent. Le champ gazier est maintenant exploité par la société Canadian Natural Resources Ltd.

Production de pétrole et de gaz					
	1996	1997	1998	1999	2000
Production de pétrole (en milliers de m³)					
Norman Wells	16318	15846	15617	15491	14343
Production de gaz (en millions de m³)					
Norman Wells ^{1*}	132,4	135,5	132,8	126,5	1,25617e+19
Pointed Mountain (G003)	47,2	33,9	25,2	21,0	
Ikhil (G005)	-	-	-	3,3	
Paramount Fort Liard (G006 - "F-36")	-	-	-	-	
Chevron Fort Liard (G007 - "K-29")	-	-	-	-	
Ranger Fort Liard (G008 - "P-66A")	-	-	-	-	

^{1*} Note : Code "G00X" attribué par l'Office national de l'énergie

Recettes pétrolières et gazières perçues (en \$)					
	1996	1997	1998	1999	2000
Redevances	13 967 952	9 887 982	6 967 456	7 138 169	13 433 264
Loyers	7 525	7 818	7 818	3 245	2 800
Droits d'enregistrement et d'attribution	14 907	22 464	2 052	16 766	51 589
Garanties d'exécution des travaux confisquées	649 000	0	0	289 874	1 342 385
Total	14 639 384	9 918 264	6 977 326	7 448 054	14 830 038

Bilan des ressources découvertes		
	Pétrole brut (millions de m ³)	Gaz naturel (milliards de m ³)
Partie continentale des Territoires*	39	28**
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	161	255
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est du Nunavut	65	416
Total	265	699

(Sources: Office national de l'énergie; MAINC)

* comprend le Yukon

** chiffres non ajustés à la suite des récentes découvertes

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Portefeuilles fonciers					
	1996	1997	1998	1999	2000
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	11	7	0	0	12
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	2	5	5	9
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	11	9	5	5	21
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	74	81	73	68	79
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	68	70	70	75	81
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	165	174	166	166	183
Terres attribuées en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	5	6	0	0	8
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	2	0 ^{1*}	31	7
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	5	8	0	31	15
Terres rétrocedées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0	0,1 ^{2*}	4	2
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1	0	0	0	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	1	0	0,1^{2*}	4	2
Terres détenues en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	10	16	16	14	22
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	9	11	11	13	18
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	13	13	13	12	12
Total	32	40	40	39	52

^{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 (en ha)	Titulaire ^Y	Livraison Expiration	Dates (a.m.j.) Puits doit foré avant le	Dépenses prévues dans la soumission	
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique						
EL 297 ^{1*}	931 640	Canadian Natural Resources Inc.	1998.07.14	2008.07.14	2008.07.14	
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie						
EL317 ^{2*}	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	ND	ND	
EL329 ^{2*}	349 982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	ND	ND	
EL384 ^{3*}	85 761	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05	2006.01.05	
EL385 ^{3*}	128 327	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05	2006.01.05	
EL393	72 474	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17	2008.09.17	35 550 000
EL394	73 155	Burlington Resources Canada	1999.09.18	2004.09.17	2008.09.17	42 375 000
EL395	72 311	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17	2008.09.17	51 848 860
EL396	75 511	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17	2008.09.17	53 444 900
EL403	75 650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	35 000 000
EL404	73 608	BP Canada Energy	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	76 675 288
EL405	76 307	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	46 454 620.66
EL406	72 523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	81 876 595.84
EL407	71 515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	2 421 350.84
EL408	93 944	Anderson Resources	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	77 550 668.80
EL409	80 104	Anderson Resources	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	56 988 788.96
EL410	95 073	Anderson Resources	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	21 654 432.96
EL411	69 348	Anderson Resources	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	67 875 764.64
Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest						
EL363	9 864	Canadian Forest Oil/Canadian Natural Resources	1995.01.23	1999.01.22	T 2002.01.22	3 529 000
EL365	20 635	Canadian Forest Oil.	1995.01.23	1999.01.22	T 2002.01.22	1 500 000
EL367	24 382	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	T 2002.01.22	1 768 600
EL368	23 085	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	T 2002.01.22	2 800 000
EL369	25 737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	T 2002.01.22	8 765 580

Permis de prospection (suite)							
Permis	Superficie (en ha)	Titulaire^Y	Livraison	Dates (a.m.j.) Un puits doit foré avant le	Expiration	Dépense prévues dans la soumission	
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL380	25 606	Canadian Forest Oil	1996.04.10	2000.04.09	T	2003.04.09	2 200 000
EL381	21 236	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	T	2003.04.09	6 250 000
EL382	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	T	2003.04.09	1 100 000
EL383	25 515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	T	2003.04.09	1 224 400
EL372	88 693	Canadian Forest Oil	1995.05.18	1999.05.17	T	2003.05.17	3 215 000
EL373	99 560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	1 226 000
EL374	138 170	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26		2005.03.26	1 042 000
EL375	3 508	Murphy Oil Company	1996.03.27	2000.03.26	T	2004.03.26	2 806 000
EL386	114 737	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04		2005.05.04	1 072 000
EL387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	T	2005.05.04	9 482 688
EL388	30 696	Murphy Oil Company	1997.05.05	2001.05.04	T	2005.05.04	2 831 080
EL389	46 738	Canadian Abraxas	1997.05.05	2001.05.04	T	2005.05.04	3 101 015
EL390	50 938	Canadian Forest Oil	1997.05.05	2001.05.04	T	2005.05.04	6 200 000
EL391	71 816	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	T	2005.05.04	4 000 000
EL392	133 518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	T	2005.05.04	8 466 460
EL397	134 565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	16 580 000
EL398	133 480	AEC West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 000 000
EL399	120 496	Paramount Resources	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8 400 000
EL400	118 060	Canadian Natural Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	17 500 000
EL401	128 584	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	12 750 000
EL402	128 718	Anderson Resources	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 243 789

Y Les titulaires au moment de la rédaction du présent rapport, soit en mars 2001.

^{1*} Modifié conformément au par. 26(4) de la LCH, délivré originalement aux termes du Règlement sur les terres pétrolières et gazières du Canada.

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

^{3*} Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.

T La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits de sondage 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

STATISTIQUES SUR LE FORAGE - 2000

EXPLOITANT	NOM DU PUIT	LATITUDE	LONGITUDE	CLASSE ¹	PP (m)	DATE DÉM.	DATE UL	STATUT ²	INST. FOR.	PERMIS ³
------------	-------------	----------	-----------	---------------------	--------	-----------	---------	---------------------	------------	---------------------

Partie méridionale des Territoires du Nord-Ouest

Suncor	Puits Suncor Netla P-16	60,76599	-122.78532	DL	2099	99.12.21	00.01.13	P&A	Akita #37	SDL13
Paramount	Puits Paramount et coll. Fort Liard I-46	60,09235	-123.38156	DL	2055	99.11.12	00.01-15	P&S	Drive #642	EL 381
Paramount	Puits Paramount et coll. Mount Coty I-02	60,19278	-123.50522	EX	1744	00.10.16	00.12.14	P&S	Akita #51	EL383
Canadian Forest Oil	Puits CDN Forest et coll. North Liard C-31	60,50009	-123.61004	EX	2730	00.08.04	01.01.12	P&A	Akita #58E	EL363
Paramount	Puits Paramount et coll. I North Liard N-01	60,01454	-123.26625	EX	1940	00.12.12	01.01.16	P&S	Precision #379	EL381

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

Northrock Resources Ltd/IFR	Puits Northrock et coll. East Mackay I-77	64,77822	-125.71952	EX	2400	99.12.21	00.01.24	P&A	Akita #51	EL391
Northrock Resources Ltd/IFR	Puits Northrock et coll. Fall Stone F-01	64,67367	-125.77161	EX	1400	00.01.27	00.02.12	P&A	Akita #51	EL391
AEC(WEST)	Puits AEC(West) Renaissance Tate G-18	64,45481	-125.29254	EX	669	00.02.17	00.03.09	P&A	Akita #14	EL392
AEC(WEST)	Puits AEC(West) Renaissance Carcajou O-74	65,56335	-128.23314	EX	760	00.02.22	00.03.11	P&A	Akita #14	EL387
AEC(WEST)	Puits AEC(West) Renaissance Carcajou D-07	65,58613	-128.52755	EX	2030	00.03.02	00.03.23	P&A	Akita #14	EL387
AEC(WEST)	Puits AEC(West) Renaissance Carcajou P-16	65,59916	-128.28838	EX	748	00.02.23	00.03.23	P&A	Akita #14	EL387
AEC(WEST)	Puits AEC(West) Renaissance Carcajou O-47	65,61328	-128.63654	EX	860	00.02.26	00.03.25	P&A	Akita #14	EL387
Imperial	PuitsJ-36X)	65,26983	-126.88317	EV	710	00.06.26	00.07.04	I	Akita #51	PAA
Imperial	PuitsK-37X)	65,26986	-126.88319	EV	765	00.07.04	00.07.13	PR	Akita #51	PAA
Imperial	PuitsL-36X)	65,26986	-126.88325	EV	783	00.07.14	00.07.20	I	Akita #51	PAA
Imperial	PuitsI-35X)	65,26986	-126.88328	EV	807	00.07.22	00.07.30	PR	Akita #51	PAA
Imperial	PuitsM-37X)	65,26986	-126.88333	EV	962	00.07.31	00.08.10	PR	Akita #51	PAA
Imperial	PuitsL-34X)	65,26986	-126.88336	EV	700	00.08.11	00.08.18	I	Akita #51	PAA
Imperial	PuitsK-33X)	65,26989	-126.88342	EV	635	00.08.19	00.08.24	PR	Akita #51	PAA
Imperial	PuitsM-31X)	65,26983	-126.88344	EV	968	00.08.26	00.09.02	PR	Akita #51	PAA

¹ Classe : EX=puits de prospection; DL=puits de délimitation; DV=puits de développement

² Statut : P&S=bouché et suspendu; P&A=bouché et abandonné; PR=production ; I=injection

³ Permis : EL=permis de prospection; SDL=attestation de découverte importante; PAA=champ de pétrole 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 compétente, 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 cession, 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.

Les renseignements concernant les conditions des régimes d'avantages liés aux programmes d'exploration terrestre dans les Territoires du Nord-Ouest peuvent être obtenus auprès du bureau régional du ministère dans les Territoires du Nord-Ouest, (867) 669-2618. Des renseignements similaires en rapport avec les programmes d'exploration au Nunavut et dans les régions extracôtières du Nord canadien peuvent être obtenus en s'adressant à la Direction du pétrole et du gaz du Nord, (819) 994-1606.

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

**Division du pétrole et du gaz
Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Adresse municipale : 4914, 50e Rue, B.P. 1500
Yellowknife (T.N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618
Télécopieur : (867) 669-2409**

Autres sources d'information

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

- 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;
- le Bureau d'information sur les terres domaniales donne accès à des cartes, à de l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques et à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits;
- la Direction générale de l'environnement a des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement

Office national de l'énergie
444, 7e 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 offre 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 parallèle à :

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

On peut se procurer des renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, en s'adressant au :

Centre géoscientifique de l'Atlantique
Institut océanographique de Bedford
Entreposage des carottes et laboratoire
B.P. 1006
Dartmouth (N.-É) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Internet : hardly@agc.bio.ns.ca

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

Bureau de recherche et de développement énergétiques
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 14e étage (14D4)
Ottawa (Ont.) K1A 0E4
Téléphone : (613) 995-8860
Télécopieur : (613) 995-6146