



Pétrole et gaz du Nord Rapport Annuel 2003

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60^e parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extra-côtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume 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 des lois fédérales. La *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et ses règlements régissent l'attribution et l'administration des droits de prospection et d'exploitation et établissent le régime des redevances. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* réglemente les opérations pétrolières et les retombées économiques qui en découlent. Le ministère s'occupe des questions foncières et de celles qui touchent aux redevances et aux retombées économiques au nom 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/pétrole>.



Publié avec l'autorisation de
l'honorable Andy Mitchell, C.P., député
Ministre des Affaires et du Nord canadien
Ottawa, 2004

© 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 2003

QS-8509-040-FF-A1
R71-47/2003F-pdf
0-662-76763-2

Message de l'honorable Andy Mitchell, C.P., député
ministre of Affaires indiennes et du Nord canadien

Le Nord canadien est en voie de devenir un des principaux fournisseurs d'énergie sûre dans les marchés nord-américains pour les années à venir. Les activités d'exploitation pétrolière et gazière ont repris dans le Nord. Les sociétés d'exploration ont déjà dépensé près d'un milliard de dollars au cours des cinq dernières années et nous sommes heureux qu'elles ont l'intention de poursuivre leurs activités d'exploration.

L'exploitation des ressources pétrolières et gazières du Nord procurera d'importants avantages économiques, financiers et sociaux aux territoires et aura des incidences positives sur la production, l'emploi et les revenus. Le développement sera aussi grandement favorisé par la construction d'un oléoduc jusque dans l'Arctique canadien. Le gouvernement du Canada répond à l'accroissement des activités d'exploitation pétrolière et gazière en investissant dans la recherche scientifique en vue d'assurer que le développement ne se fera pas aux dépens de l'environnement et en sensibilisant les Canadiens à ce sujet.

Le développement économique durable du Nord est une responsabilité partagée du gouvernement fédéral et des territoires, en partenariat avec les organisations autochtones, l'industrie et les autres intervenants clés. Les gens du Nord et les Canadiens d'un océan à l'autre bénéficieront des progrès économiques dans le Nord.

Je suis heureux de signaler que les niveaux d'activité générale des secteurs pétrolier et gazier dans le Nord ont été généralement maintenus tout au long de 2003 et que cette activité a continué à procurer de l'emploi et des débouchés commerciaux aux collectivités éloignées du Nord, en plus de valoir à l'industrie un certain nombre de succès dans le domaine de l'exploration.

Je vous invite à consulter ce rapport pour connaître les détails de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières dans le Nord du Canada au cours de l'année écoulée.

Conformément à l'article 109 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, je suis heureux de déposer devant le Parlement ce rapport annuel sur l'administration du pétrole et du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes du Nord pour l'année qui a pris fin le 31 décembre 2003.

Le 5 mai 2004

Terres domaniales du Canada




 Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Table des matières

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD	7
Points saillants	7
Paramètres fondamentaux du pétrole et du gaz et leur signification pour les activités dans le Nord.....	7
Tableau : Prix des produits de base	8
Tableau : Bilan des ressources découvertes	9
Ressources en gaz et en pétrole	9
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ	11
Attribution des droits.....	11
Tableau : Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres	11
Tableau : Disposition des terres (en hectares)	12
Tableau : Type d'intérêt de disposition des terres	12
Attribution des intérêts en 2003	13
Administration des intérêts	13
Permis de prospection	13
Administration des dépôts de garantie.....	13
Tableau : Permis de prospection	14
Retombées économiques	15
Considérations environnementales	15
Consultations	15
Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)	16
ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD	17
Activités dans le Nord	17
Sud des Territoires du Nord-Ouest	17
Figure : Nombre de puits forés	18
Figure : Production cumulative de gaz naturel (Sud des T.N.-O.)	19
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	19
Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie	20
Nunavut, au large des côtes du Nord et au large de l'Arctique oriental	21
MISE EN VALEUR ET PRODUCTION	23
Tableau : Production de pétrole et de gaz	23
La partie centrale de la vallée du Mackenzie	24
Norman Wells	24
Le delta du Mackenzie	24
Ikhil.....	24

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest	24
Pointed Mountain	24
Paramount à Fort Liard	24
Chevron à Fort Liard	25
Canadian Natural Resources Limited à Fort Liard	25
Paramount au sud-est de Fort Liard	25
Paramount aux collines Cameron	25
Carte : Les champs productifs dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest	26
Tableau : Statistique sur le forage - 2003	27
LES REDEVANCES	29
Les modifications d'ordre réglementaire	29
L'infrastructure électronique pour les redevances	29
Tableau : Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadiens)	29
Les vérifications et les évaluations	30
SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES	31
La Direction du pétrole et du gaz du Nord	31
Autres sources d'information	32

ACTIVITÉS DU SECTEUR DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL DANS LE NORD

Points saillants

La poussée d'activités de forage observée cette année dans le sud des Territoires du Nord-Ouest met en évidence l'intérêt soutenu que démontre l'industrie du pétrole et du gaz naturel pour cette région. Plus au nord, les travaux d'exploration ciblant les collines Collville, dans la région centrale de la vallée du Mackenzie, ont aussi donné des résultats encourageants. Notamment, l'annonce des deux puits de gaz naturel, sur des terres du Sahtu détenues et gérées par des Autochtones, ont été couronnés de succès. Ces résultats constituent un bon augure pour la réalisation d'activités conduisant à l'étape de mise en valeur de ces ressources.

L'annonce selon laquelle un puits de gaz a été découvert suite à l'exécution de nouveaux travaux de forage dans le delta du Mackenzie est aussi très encourageante, car elle souligne l'énorme potentiel de cette région en matière de production soutenue de gaz et de distribution, grâce à un futur gazoduc dans la vallée du Mackenzie. En juin, le projet de gazoduc a franchi une autre étape qui le rapproche encore de sa réalisation, soit la publication d'une *trousse d'information préliminaire pour un projet gazier dans la vallée du Mackenzie* élaborée par un consortium de sociétés pétrolières et gazières. Ce document servira d'amorce au processus de

réglementation, en prévision d'une future demande de permis.

L'exécution de travaux de forage d'extension dans deux champs situés dans le sud des Territoires du Nord-Ouest a permis la remise en production d'un champ gazier et la mise en production d'une nouvelle exploitation pétrolière dans les collines Cameron. À la fin de 2003, on comptait six champs gaziers et deux champs pétroliers en production au nord du 60^e parallèle. Des quantités importantes de pétrole, qui ont été acheminées vers l'Alberta grâce au pipeline de la société Enbridge, provenaient de Norman Wells qui constitue toujours un des plus importants champs pétroliers du Canada en matière de ressources restant en place. Le gaz naturel provenant de cinq champs situés aux Territoires du Nord-Ouest a quant à lui été acheminé par trois pipelines jusqu'en Alberta et en Colombie-Britannique. Le pétrole de la nouvelle exploitation des collines Cameron, située dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, a été mélangé à du gaz dans un pipeline reliant cette région au nord de l'Alberta. Les niveaux de production globaux ont quelque peu fléchi par rapport à l'année passée, mais les prix élevés des produits de base ont toutefois entraîné une hausse significative des redevances.

Paramètres fondamentaux du pétrole et du gaz et leur signification pour les activités dans le Nord

En 2003, les prix moyens du gaz naturel ont atteint un niveau qui était presque le double de celui de l'année précédente. Le prix moyen du marché en Alberta s'est maintenu au-

dessus de la barre des 5 \$ le gigajoule (\$/GJ), alors que le prix moyen mensuel a atteint un sommet en mars, soit 8,45 \$/GJ. Les efforts déployés pour accroître les quantités stockées,

qui avaient diminué au cours de l'hiver précédent, ont permis de maintenir les prix à un niveau constant tout au cours de l'été. À la fin de l'année, les prix du marché de l'Alberta ont clôturé au-dessus de la barre des 6 \$/GJ, tendance qui s'est poursuivie au début de 2004.

Les prix du pétrole ont aussi été relativement élevés pendant toute l'année. Le prix moyen annuel du brut canadien à Edmonton s'est établi à 274,1 dollars par mètre cube (\$/m³), ce qui constitue une hausse de 8 p. 100 par rapport à 2002. Les prix du pétrole étant restés relativement élevés tout au cours de l'année, les consommateurs ont eu moins tendance à remplacer le gaz naturel par un autre combustible, ce qui a maintenu la demande de gaz naturel et ses prix à un niveau élevé.

La campagne de forage de 2003 dans l'Ouest canadien devrait permettre d'atteindre un nombre record de puits forés (source : communiqué de presse de la Canadian Association of Drilling Contractors, 20 octobre 2003). Le forage semble surtout cibler les gisements de gaz, mais le nombre accru de puits forés est en grande partie attribuable à ceux ciblant des gisements peu profonds renfermant des réserves moins importantes, car le forage de ces puits est moins coûteux et prend moins de temps. Ce regain d'activité indique que le potentiel de découverte et de mise en valeur de gisements de gaz plus importants dans le Nord suscite un intérêt

croissant, et ce, malgré la hausse des coûts propres à chaque puits.

Malgré l'accroissement des travaux de forage et de la demande intérieure, la production canadienne de gaz naturel a fléchi de 3,8 p. 100 par rapport à 2002, et les exportations aux États-Unis ont diminué de 5,8 p. 100 (source : Statistique Canada, *Le Quotidien*, février 2004). Cette tendance baissière contrastait avec une augmentation globale de la production de pétrole, en grande partie attribuable à l'accroissement des travaux de mise en valeur des sables bitumineux en Alberta. D'autre part, la demande accrue de gaz naturel pour exécuter ces mêmes travaux sera en partie responsable du maintien des prix du gaz dans l'Ouest canadien, où la plus grande partie de la production de gaz du Nord est vendue.

Dans le rapport de 2003 de l'Office national de l'énergie (ONE), intitulé *L'avenir énergétique au Canada : scénarios sur l'offre et la demande jusqu'en 2025*, on indique que la mise en production de ressources et leur distribution dans un système de canalisation de la vallée du Mackenzie devraient être réalisées d'ici 2010, et qu'une augmentation de la capacité devrait avoir lieu dès 2015. Si l'exécution du projet de pipeline s'effectue dans les délais prévus, la production de gaz naturel du Nord devrait représenter de 10 à 15 p. 100 de la production canadienne d'ici 2025. Toutefois, on souligne aussi dans le rapport de l'ONE qu'il existe une grande incerti-

Prix des produits de base

	Janvier 2003	Décembre 2003	Moyenne 2003
Pétrole (\$CAN/m ³) (prix moyen à Edmonton)	316,65	259,33	274,10
Gaz (\$CAN/GJ) [prix moyen AECO (marché intérieur)]	6,04	5,32	6,31

Source : Ressources naturelles Canada

Bilan des ressources découvertes*

Région	Pétrole brut 10 ⁶ m ³	Millions de barils	Gaz naturel 10 ⁹ m ³	Billions de pieds cubes
Territoires du Nord-Ouest	70,5	(443)	178,3	(6,3)
Nunavut	0,9	(6)	190,7	(6,7)
Zone extracôtière de l'Arctique	193,0	(1214)	506,5	(17,9)
Total	264,4	(1663)	875,5	(30,9)

*Compilation et intégration de plusieurs sources publiées. Les ressources réelles sur le terrain peuvent avoir été sous-estimées ou surestimées.

Ressources en gaz et en pétrole

Selon les estimations, les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique recèlent quelque 33 p. 100 des ressources en gaz naturel récupérables par les méthodes classiques et 25 p. 100 des ressources récupérables résiduelles en pétrole brut léger (Drummond Consulting, 2002 — rapport non publié).

Les ressources potentielles en gaz naturel se divisent plus ou moins entre les Territoires du Nord-Ouest ($2,3 \times 10^{12}$ m³ ou 82 billions de pieds cubes — Bpc) et le Nunavut ($2,0 \times 10^{12}$ m³ — 71 Bpc). (Ces données comprennent la partie qui repose sous les zones extracôtières qui bordent les territoires). Le potentiel ultime des Territoires du Nord-Ouest en pétrole brut est estimé à $0,9 \times 10^9$ m³ (5,7 milliards de barils), alors que le potentiel du Nunavut est évalué à $0,43 \times 10^9$ m³ (2,7 milliards de barils). Les régions du Nord qui se sont avérées les plus riches, tant sur le plan des découvertes que du potentiel, comprennent le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, le bassin de Sverdrup des îles de l'Arctique, le centre de la vallée du Mackenzie et le bassin de la rivière Liard dans le sud

des Territoires du Nord-Ouest. 32en que toutes ces régions offrent un bon potentiel et aient fait l'objet d'explorations et de découvertes importantes, elles demeurent sous-explorées.

Malgré l'éloignement de la plupart des infrastructures de production existantes, les plus accessibles de ces ressources potentielles reposent dans un vaste corridor qui s'étend entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, depuis la limite provinciale par 60 degrés de latitude nord (60° N.) jusqu'à la mer de Beaufort. On estime que cette région, incluant la grande partie des Territoires du Nord-Ouest et les zones extracôtières adjacentes, contient 49 p. 100 du gaz récupérable et 58 p. 100 du pétrole du Nord canadien, le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie étant de loin le plus riche.

Au nord du 60^e parallèle, le sud des Territoires du Nord-Ouest est la région qui produit actuellement la plus grande quantité de gaz naturel et le champ pétrolifère Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie, continue d'être le principal

producteur de pétrole. Dans le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, on s'attend à ce que les grands champs gazifères aux îles de Taglu et de Niglintgak, ainsi qu'au lac Parsons, soient les principaux champs productifs dans le cadre du projet gazier Mackenzie. Quelque 50 autres découvertes faites dans ce bassin se prêteraient à une mise en valeur éventuelle, notamment la découverte d'Amauligak, un important gisement extracôtier de gaz et de pétrole. En outre, le delta du Mackenzie recèle un potentiel de ressources en gaz non classiques sous forme d'hydrates de gaz. D'importantes accumulations d'hydrates de gaz reposent sous le pergélisol dans le delta du Mackenzie : celles-ci renferment des quantités de méthane qui, d'après les estimations, dépassent largement le potentiel en gaz naturel classique dans le bassin. Les hydrates de gaz ont fait l'objet de recherches

scientifiques à l'échelle internationale réparties sur plusieurs années. Alors que la rentabilité de cette ressource reste à démontrer, les recherches récentes au puits Mallik permettent d'évaluer le potentiel de production.

Même si, à l'heure actuelle, on n'envisage pas une mise en valeur classique des ressources des îles de l'Arctique, en raison de leur éloignement, le potentiel de ces ressources se compare à celui des ressources en gaz naturel de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie. Les découvertes les plus prometteuses se trouvent dans le bassin de Sverdrup où des activités d'exploration antérieures ont démontré l'existence des importants champs gazifères Drake Point et Hecla, situés à proximité l'un de l'autre, qui offrent des ressources combinées de $182 \times 10^9 \text{ m}^3$ (6,5 Bpc).

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Le ministère fournit annuellement à l'industrie l'occasion d'obtenir des droits de prospection dans les Territoires du Nord-Ouest, dans certaines régions du Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont assujettis à des modalités établies aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et approuvées par la population du Nord.

Chaque appel d'offres est précédé d'un appel de demandes de désignation. Ce dernier permet à l'industrie de préciser les lots de terres d'intérêt. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien consulte les groupes autochtones afin de s'assurer que leurs points de vue ont été pris en considération dans le processus d'attribution des droits.

Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. On utilise un seul critère d'évaluation des soumissions pour déterminer le soumissionnaire retenu.

Ce critère est généralement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis. Le projet doit prévoir le forage d'un puits au cours de la première période du permis afin que la durée du permis soit prolongée pour une deuxième période.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère a consulté les collectivités et les organismes autochtones au sujet des conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes, et ce, avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des possibilités de développement économique.

Des appels de demandes de désignation ont été lancés à la fin de l'année 2002 concernant

Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres

Région	Nombre de permis et date d'émission	Durée du permis (en années)
Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	8 en janvier 1995	pour 7 ans (4+3)
	6 en avril 1996	pour 7 ans (4+3)
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	8 en mai 1995	pour 9 ans (5+4)
	6 en mars 1996	pour 9 ans (5+4)
	7 en mai 1997	pour 8 ans (4+4)
	6 en août 2000	pour 8 ans (4+4)
	5 en septembre 2001	pour 8 ans (4+4)
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	1 en mai 2003	pour 8 ans (4+4)
	4 en septembre 1999	pour 9 ans (5+4)
	9 en août 2002	pour 9 ans (5+4)
	2 en mai 2002	pour 9 ans (5+4)

la partie centrale de la vallée du Mackenzie, le delta du Mackenzie / la mer de Beaufort ainsi que l'archipel arctique de Nunavut et les zones extracôtières environnantes; les dates de clôture étaient échelonnées en décembre 2002 et janvier 2003 pour les trois zones.

Le 7 janvier 2003, date de clôture du processus de désignation pour la zone du delta du Mackenzie / mer de Beaufort, aucune offre n'avait été reçue. L'appel de demandes de désignation pour l'archipel arctique de Nunavut a pris fin le 14 janvier 2003 et encore une fois, aucune offre n'avait été reçue. L'appel de demandes de désignation pour la

partie centrale de la vallée du Mackenzie, qui a pris fin en décembre 2002, a reçu une offre. La parcelle désignée a été affichée à l'appel d'offres subséquent qui a pris fin le 27 mai 2003. Le 28 mai 2003, le soumissionnaire retenu a été annoncé et le permis de prospection numéro 421 (EL421) a été émis.

À la fin de l'année civile (2003), nous attendions le 30 janvier 2004, date de clôture des offres pour les trois régions nordiques. Toute parcelle désignée sera soumise à un appel d'offres lancé au début du mois de février qui demeurera en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours.

Disposition des terres (en hectares)

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Total
Archipel arctique	0	1 224	332 882	334 106
Mer de Beaufort	745 467	16 618	171 450	933 535
Zone extracôtière arctique orientale	931 640	0	11 184	1 805 324 ^{1*}
Baie d'Hudson	0	0	0	126 376 ^{2*}
Delta du Mackenzie	1 006 233	2 506	109 937	1 118 676
Vallée du Mackenzie	1 796 187	31 271	83 401	1 939 650 ^{3*}

*Anciens permis et/ou locations de pionniers

¹ Inclut 862 500 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits

² Inclut 126 376 hectares en zone à accès restreint/en vertu d'anciens droits

³ Inclut 28 791 hectares en vertu d'anciens droits

Type d'intérêt de disposition des terres

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Anciens droits*
Archipel arctique	0	1	20	0
Mer de Beaufort	3	1	31	0
Zone extracôtière arctique orientale	1	0	1	30
Baie d'Hudson	0	0	0	8
Delta du Mackenzie	12	1	34	0
Vallée du Mackenzie	23	16	29	17

*Anciens permis et/ou locations de pionniers

Attribution des intérêts en 2003

Un nouveau permis de prospection a été émis à la suite d'un appel d'offres réussi dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, soit le permis EL421 à la société Canadian Forest Oil Ltd.

Un permis de découverte importante a été émis à la société Paramount (SDL122) dans la région de Fort Liard, dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest pour des

terres qui relevaient autrefois du permis de prospection EL369.

Deux autres permis de production (PL017 et PL018) ont été émis à la société Paramount Resources Ltd. pour la région des collines Cameron des Territoires du Nord-Ouest, ce qui porte à six le nombre de permis de production émis pour la région des collines Cameron au cours des deux dernières années.

Administration des intérêts

Permis de prospection

À la fin de l'année 2003, il y avait 40 permis de prospection actifs, ce qui inclut les permis de prospection pour lesquels des permis de découverte importante ont été appliqués en attente de la décision de l'Office national de l'énergie (ONE) relativement aux demandes de déclaration de découverte importante d'après les travaux de prospection menés. L'ONE étudie les données soumises par le demandeur en appui à sa demande de déclaration de découverte importante.

Chaque permis de prospection émis à la suite d'un appel d'offres requiert que le détenteur de l'intérêt soumette 25 p. 100 des dépenses liées aux travaux en dépôt. Pour que la deuxième période du contrat ait lieu, il faut qu'un puits ait été foré au cours de la

première période. Au cours de la deuxième période, les frais de location sont remboursés.

Le dépôt requis pour les travaux de la première période et les locations de la deuxième période sont remboursables dès l'achèvement et l'approbation des travaux entrepris dans le cadre du permis. L'administration des dépôts inclut l'application des dépenses permises qui sont présentées lorsque les travaux de prospection sont terminés. L'administration des dépôts se poursuit tout au long de l'année lors de la réception des nouveaux dépôts pour les locations de la deuxième période et/ou lorsque des modifications sont apportées à ceux qui font déjà partie du système.

Administration des dépôts de garantie

Dépôts remboursables au cours de la première période (remboursement de 1 \$ pour chaque 4 \$ dépensés) = ± 173 millions de \$

Locations remboursables au cours de la deuxième période (remboursement de 1 \$ pour chaque 1 \$ dépensé) = ± 11 millions de \$

Permis de prospection

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire ¹	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)	Expiration (a.m.j)	Dépenses prévues dans la soumission (\$)
Zone extracôticière de l'est de l'Arctique						
EL297 ²	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14	2007.07.14	
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie						
EL317 ³	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	s.o.	s.o.	s.o.
EL329 ³	349 982	BP Canada Energy Res.	1987.09.05	s.o.	s.o.	s.o.
EL384 ⁴	86 685	Encana West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05	2006.01.05	—
EL385 ⁴	128 327	Encana West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05	2006.01.05	—
EL393	72 474	Burlington Resources Can.	1999.09.18	2004.09.17	2008.09.17	35 550 000,00
EL394	73 155	Burlington Resources Can.	1999.09.18	2004.09.17	√ 2008.09.17	42 375 000,00
EL403	75 650	Shell Canada	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	35 000 000,00
EL404	73 608	BP Canada Energy Res.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	76 675 288,00
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	81 876 595,88
EL407	71 515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	2 421 350,84
EL417	18 912	Chevron Canada	2002.05.14	2007.05.13	2011.05.13	13 200 000,00
EL418	37 436	Devon ARL Corp.	2002.05.14	2007.05.13	2011.05.13	1 100 000,00
EL419 ⁵	147 822	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	√ ⁷ 2008.09.17	105 293 760,00
EL420 ⁵	338 469	Devon ARL Corp.	2002.08.15	2005.08.15	2009.08.14	224 069 655,56
Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest						
EL365 ⁶	20 635	Canadian Forest Oil Ltd.	1995.01.23	1999.01.22	√ 2002.01.22	1 500 000,00
EL369 ⁶	25 737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	√ 2002.01.22	8 765 580,00
EL380 ⁶	25 606	Canadian Forest Oil Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	√ 2003.04.09	2 200 000,00
EL381 ⁶	15 422	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√ 2003.04.09	6 250 000,00
EL382 ⁶	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√ 2003.04.09	1 100 000,00
EL383 ⁶	25 515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	√ 2003.04.09	1 224 400,00
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie						
EL373	99 560	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	√ 2005.03.26	1 226 000,00
EL374	139 890	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	√ 2005.03.26	1 042 000,00
EL386	117 650	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	√ 2005.05.04	1 072 000,00
EL391	31 967	Northrock Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	√ 2005.05.04	4 000 000,00
EL392	23 652	Encana West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	√ 2005.05.04	8 466 460,00
EL397	134 565	Northrock Resources Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	2008.07.31	16 580 000,00
EL398	133 480	Encana West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	2008.07.31	1 000 000,00
EL399	120 496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31	2008.07.31	8 400 000,00
EL400	118 060	Cdn Natural Resource Ltd.	2000.08.01	2004.07.31	√ 2008.07.31	17 500 000,00
EL401	128 584	EOG Resources Can. Inc.	2000.08.01	2004.07.31	√ 2008.07.31	12 750 000,00
EL402	128 718	Devon ARL Corp.	2000.08.01	2004.07.31	2008.07.31	1 243 789,00
EL412	68 772	Canadian Forest Oil Ltd.	2001.09.18	2005.09.17	2009.09.17	1 867 911,00
EL413	80 464	Devlan Exploration	2001.09.18	2005.09.17	2009.09.17	2 000 000,00
EL414	84 880	Apache Oil	2001.09.18	2005.09.17	2009.09.17	10 750 000,00
EL415	83 216	Hunt Oil	2001.09.18	2005.09.17	2009.09.17	1 260 000,00
EL416	80 510	Northrock Resources Ltd.	2001.09.18	2005.09.17	2009.09.17	1 526 430,00
EL421	79 668	Canadian Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28	2011.05.28	1 108 650,00

1 Les titulaires au moment de la rédaction du présent rapport, soit en mars 2004.

2 Modifié conformément au paragraphe 26(4) de la LFH, délivré originalement aux termes du Règlement sur les terres pétrolières et gazières du Canada.

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

4 Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.

5 La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures

6 Restant en vigueur en conformité avec l'article 27 de la LFH

7 Notons que, selon les modalités de la fusion, un seul puits peut ne pas être suffisant pour toutes les terres en cause.

√ Exigence en ce qui a trait au puits satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 de la durée de validité est une condition préalable à l'obtention de la tenure pour la période 2.

Retombées économiques

Le secteur des hydrocarbures continue de manifester le potentiel d'une composante considérable de l'économie du Nord. Des niveaux élevés d'activité dans les domaines de l'exploration et de la mise en valeur près de Fort Liard et dans les collines Cameron, ainsi que, dans une moindre mesure, dans le delta du Mackenzie et la partie centrale de la vallée du Mackenzie, ont entraîné la création d'un nombre important d'emplois et d'importantes occasions de formation et d'approvisionnement pour les résidents et les entreprises du Nord. L'activité d'exploration ciblant les hydrocarbures et le gaz reste importante dans la région de Colville Lake. Les niveaux d'emploi et de conclusion de contrats commerciaux découlant d'existantes et de nouvelles activités d'exploration et de mise en valeur dans le secteur des hydrocarbures ont été particulièrement élevés à Fort Liard. Bien que l'activité d'exploration ait diminué, les résidents et les entreprises du Nord ont continué à répondre de manière positive aux occasions résultant de l'activité dans le domaine des hydrocarbures et à en profiter. Lorsque des travaux d'exploration et de mise en valeur ciblant les hydrocarbures sont entrepris au Canada septentrional, le promoteur doit assurer un accès complet et équitable à tous les résidents et toutes les

entreprises du Nord, aux emplois, à la formation et aux occasions d'affaires tout en accordant la priorité aux personnes qualifiées résidant dans les communautés de la région. Le caractère saisonnier de l'emploi s'inscrit bien dans l'économie de nombreuses collectivités, à la fois traditionnelle et basée sur des salaires.

Depuis 2001, la Division de l'exploitation pétrolière et des avantages du ministère, à Yellowknife, assume la responsabilité principale de l'administration des plans de retombées économiques dans les T.N.-O., travaillant en collaboration étroite avec la Direction du pétrole et du gaz du Nord pour mener à bien la période de transition. Le personnel de la division a rencontré les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord dans le but de mieux comprendre leurs points de vue et leurs préoccupations au sujet des retombées économiques et de mieux faire comprendre au grand public pourquoi la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* exige des plans de retombées économiques. La Division de l'exploitation pétrolière et des avantages joue maintenant un plus grand rôle au chapitre des consultations sur l'attribution des droits, auprès des collectivités du Nord concernées.

Considérations environnementales Consultations

Avant de lancer un appel de demandes de désignation, des consultations ont lieu auprès des groupes autochtones du Nord pour répertorier les zones sensibles sur le plan environnemental, y compris celles qui présentent un intérêt particulier pour des raisons culturelles ou spirituelles. Le

ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien consulte également les autres ministères fédéraux et les organismes gouvernementaux des territoires. Les facteurs environnementaux jouent également un rôle important dans l'attribution des permis d'utilisation du sol

et des eaux et de toutes les autorisations de travail. Les résultats de ce processus de consultation se reflètent dans les modalités des demandes de désignation et des appels d'offres.

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

Aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH), le Fonds pour l'environnement (FEE) finance des études environnementales et sociales liées à l'exploration et à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures provenant des terres domaniales.

Faisant fond sur la reprise des activités liées au pétrole et au gaz dans le Nord et anticipant le besoin permanent de nouvelles recherches, le conseil de gestion du FEE a prolongé son programme d'étude pour 2003, grâce à une cotisation acceptée par les représentants de l'industrie et approuvée par le ministre. Les fonds amassés durant 2003 totalisent 527 000 \$.

En 2003 le FEE a permis le financement d'un certain nombre de programmes dont :

- L'évaluation des effets possibles de l'exploration sur le phoque annelé et le phoque barbu dans la zone près du rivage de la partie orientale de la mer de Beaufort.
- Une étude visant à déterminer les effets de l'exploration sismique sur les oiseaux migrateurs nicheurs et leurs habitats au Refuge d'oiseaux de l'île Kendall.
- Un projet d'analyse et de cartographie sur système d'information géographique visant à intégrer les données de relevés de la sauvagine et des oiseaux aquatiques dans le delta du Mackenzie.
- Le prolongement de l'étude sur les rejets de déchets de l'année dernière dans le cadre duquel une équipe technique conseil, composée de représentants de l'industrie, de consultants, de représentants des Inuvialuit et de représentants du gouvernement, a tenu un atelier dans le Nord afin d'aider à l'élaboration de lignes directrices et de pratiques exemplaires pour les bassins à boues dans le delta du Mackenzie.
- L'évaluation de l'efficacité des produits anti-poissons à utiliser sous la glace dans le delta du Mackenzie.
- Dans la région du plateau de la Liard dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, une étude d'évaluation des impacts des lignes sismiques sur les oiseaux chanteurs forestiers.

Le FEE est géré par l'Office national de l'énergie au nom du ministre. Pour obtenir plus d'information, consulter le site Web du FEE à l'adresse www.esrfunds.org.

ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Activités dans le Nord

Les dépenses d'exploration ciblant le pétrole et le gaz naturel ont atteint 182 millions de dollars (M\$) en 2003. Cette somme comprend les coûts estimés des travaux d'exploration, des forages de délimitation et de développement, des travaux de complétion et d'abandon de puits, ainsi que des programmes de levés géophysiques et d'études géologiques. Les nombreuses activités réalisées au cours de la saison de forage dans le sud des Territoires du Nord-Ouest n'ont pas réussi à compenser la diminution marquée des projets d'acquisition de données sismiques géophysiques dans le delta du Mackenzie au cours de la dernière année, ce qui a entraîné une baisse des dépenses globales par rapport à 2002.

En 2003, on a amorcé le forage de 27 nouveaux puits, ce qui constitue une hausse prononcée comparativement à 2002. Toutefois, le nombre de mètres forés a presque doublé et a atteint 52 725 m. La plus grande partie des puits forés, soit dix-neuf, l'ont été dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Ils comprenaient huit puits d'exploration, huit puits de délimitation et trois puits de production.

Les travaux de forage ont commencé le 10 janvier 2003 dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, suite à une période de gel tardif, et dans le delta du Mackenzie, ils ont été entrepris le 7 février. Les activités de forage d'hiver ont été interrompues le 8 avril dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, mais elles ont repris après la débâcle printanière, dans les installations accessibles par des routes utilisables en toute saison. Dans le delta du Mackenzie, les travaux de forage se sont poursuivis jusqu'au 21 avril. Le mois de décembre a été relativement doux, et à la fin de l'année, aucun forage de nouveau puits n'avait été amorcé.

En 2003, l'Office national de l'énergie a autorisé douze programmes géophysiques et géologiques, comparativement à 30 en 2002. Les douze programmes comprenaient cinq programmes d'acquisition de données sismiques totalisant 586 km de levés bidimensionnels et 194 km carrés de levés tridimensionnels, ainsi que quatre programmes de prélèvement d'échantillons géologiques et géochimiques, deux programmes d'études géotechniques et un programme de retraitement de données sismiques sans composante de champ.

Sud des Territoires du Nord-Ouest

Dans la région de Fort Liard, le nombre de forages d'exploration a fait un bond impressionnant; onze puits d'exploration et deux puits de développement y ont en effet été forés. Deux puits d'exploration ont été forés dans les contreforts situés à l'ouest de Fort Liard. Dans cette région, les puits ciblent habituellement la dolomie de la formation de Manetoe datant du Devonien moyen,

dont est constitué le réservoir des champs Liard et Pointed Mountain. Le forage du puits Anadarko Liard P-16 a été interrompu à 3118,9 m de profondeur et il a été bouché et provisoirement abandonné. Le fonds du sondage de ce puits est situé sur les terres visées par le permis EL380, à l'est du champ Liard de Chevron. Sur les terres visées par le permis EL381, à quelque cinq kilomètres

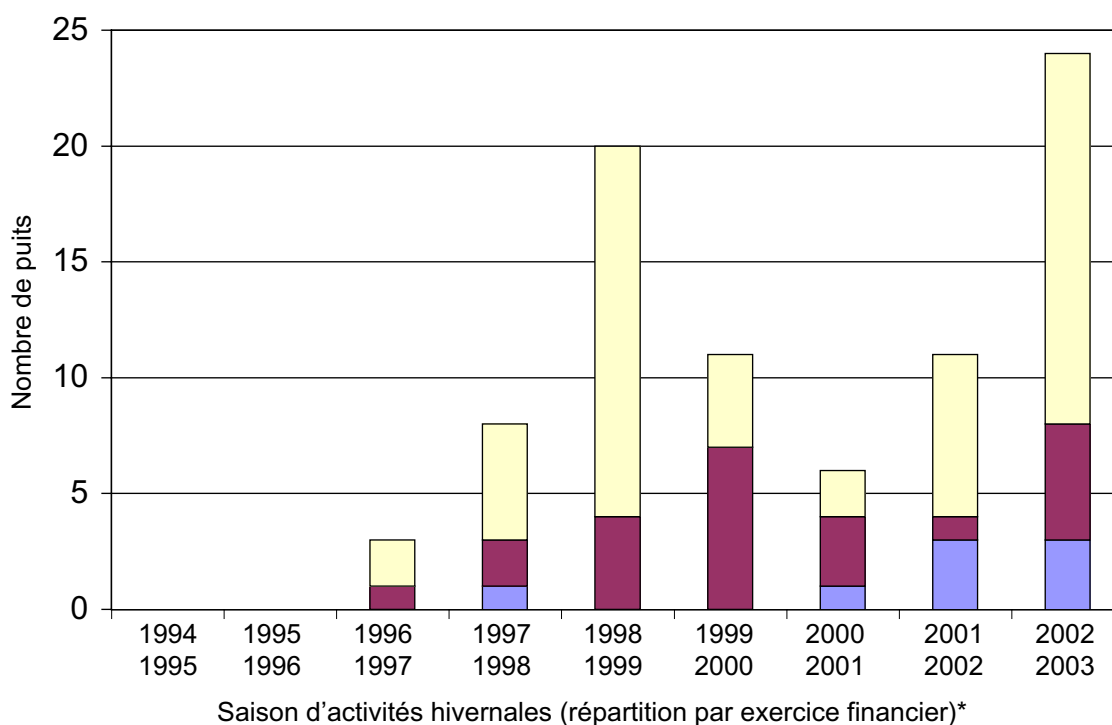
au sud-ouest de Fort Liard, la Canadian Forest Oil a foré le puits Mount Coty 2K-02, jusqu'à une profondeur de 4731,6 m. Deux puits de développement ont aussi été forés, soit le puits Chevron et al. Liard 2K-29 dans le champ Liard et le puits North Liard 3P-66B de Canadian Natural Resources. Les travaux de complétion de ces deux puits les ont menés à l'étape de puits producteurs de gaz naturel.

Un programme de forage de puits d'exploration et de délimitation a été réalisé par Anadarko à l'est de la rivière Liard, sur les terres visées par le permis EL383. Le forage de ces puits latéraux du bassin de Liard permet d'accéder à la formation de Slave

Point, qui se trouve maintenant à une distance inférieure à la profondeur de forage, dans la direction nord-sud du linéament de la faille de Bovie. Cinq des puits ont été forés à une profondeur équivalant à celle de cette cible, et les trois autres, à moins grande profondeur, plus à l'ouest. La société indique que le programme a remporté d'importants succès et elle a déposé quatre demandes d'attestation de découverte importante.

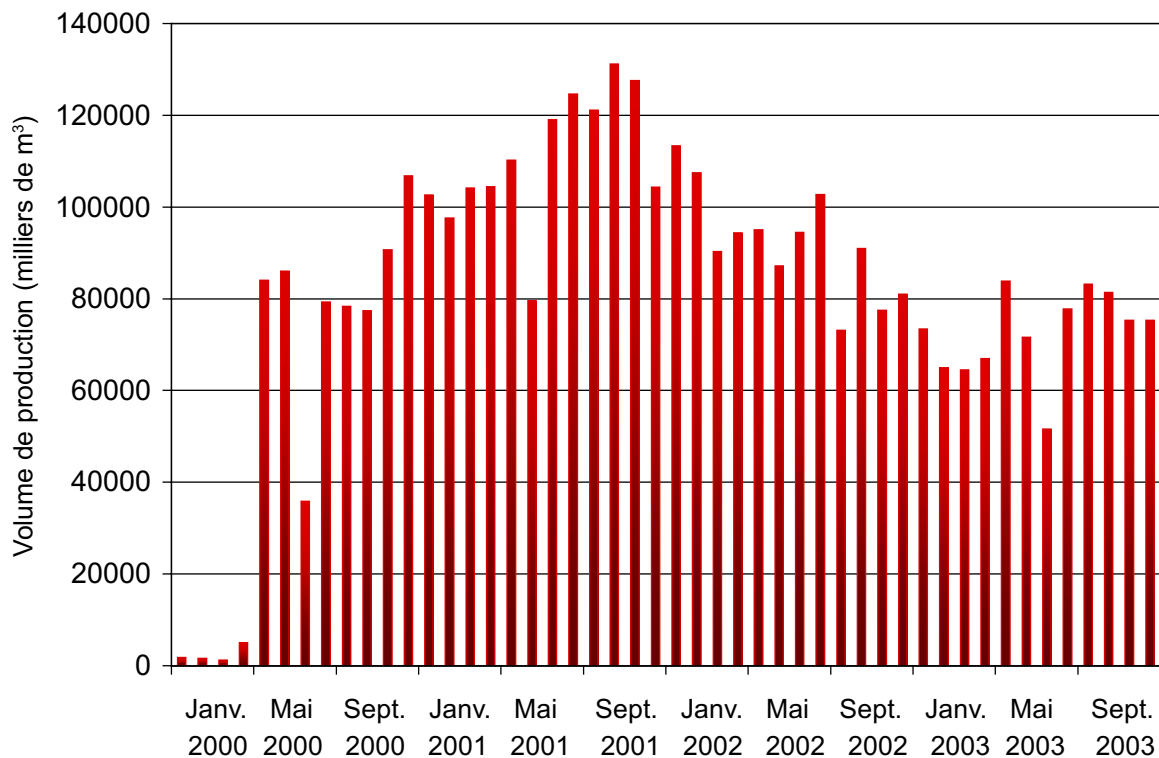
À la fin de 2003, on a interrompu le forage des puits Anadarko Arrowhead River F-56 et K-35, en attendant de reprendre les travaux au cours de la nouvelle année. Dans la région centrale du bassin de Liard, deux autres puits d'exploration ont été forés sur

Nombre de puits forés



*Ne comprend pas les forages de développement effectués à Norman Wells

Production cumulative de gaz naturel (Sud des T.N.-O.)



les terres visées par le permis EL382, soit le puits Anadarko West Bovie I-76 et le puits Paramount et al. Mackay Lakes K-36.

La société Paramount a poursuivi le programme de forage de développement dans les collines Cameron. De janvier à mars 2003, elle a foré six puits de développement et de production additionnels, à des profondeurs situées entre 1450 et 1600 m. À la fin de l'année, le puits Paramount et al. Cameron H-58 avait atteint l'étape de puits producteur de gaz naturel, et les puits Cameron F-73 et K-74, celle de puits producteurs de pétrole.

En 2003, le sud des Territoires du Nord-Ouest a connu une chute importante des programmes d'acquisition de données sismiques, par rapport à l'année précédente. Un seul programme de levés sismiques tridimensionnels, totalisant 77 kilomètres carrés, a été réalisé par la société Trace Exploration dans les terres des collines Cameron visées par le permis détenu par la Paramount. Le programme visait l'exécution de travaux de développement sur le terrain, et dans les autres régions du sud des Territoires du Nord-Ouest, aucun programme de travaux d'exploration sismique, sur une base exclusive ou non, n'a été exécuté.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

Les collines Colville s'étendent sur une vaste zone de la région de Sahtu où l'on a prouvé la présence de gaz naturel dans des grès

cambrions. La société Canadian Natural Resources Limited a foré deux puits d'exploration dans les terres visées par le

permis EL400, au nord-ouest de la découverte appelée « Bele », située dans les terres visées par l'attestation de découverte importante SDL023. On rapporte que le forage des puits Behdzia Youh O-52 et Belleh Dukeh D-63, à des profondeurs respectives de 1540 m et de 1570 m, n'a pas porté fruit, si bien qu'ils ont été bouchés et condamnés.

Plus à l'est dans la région de Sahtu, dans des terres privées détenues en vertu d'un accord de concession, les sociétés Paramount Resources Ltd. et Apache Canada Ltd. ont foré les puits d'exploration Nogha C-49 et Nogha M-17 jusqu'à 1400 m et 1500 m de profondeur respectivement. Le forage de ces deux puits visait le gaz naturel de la Formation de Mount Clarke.

Par ailleurs, la société Devlan Exploration Inc. a foré un puits dans les terres visées par le permis EL386. Le puits Devlan Vintage Tree River C-36 a été foré jusqu'à 1876 m de profondeur pour ensuite être bouché et fermé.

La société Trace Exploration a réalisé deux programmes de levés sismiques exclusifs pour le compte d'Apache Canada Ltd. Elle a exécuté un programme de levés sismiques bidimensionnels de reconnaissance de 157 km aux environs du lac Maunoir, sur les terres visées par le permis EL399, dans les collines Colville, puis un programme de levés sismiques bidimensionnels hélicoptés de 60 km en août et en septembre, au voisinage du lac Turton, au-dessus des terres visées par le permis EL414.

Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

Trois nouveaux puits d'exploration ont été forés dans le delta du Mackenzie. Chevron Canada Resources a annoncé la découverte de gaz naturel au puits North Langley K-30, qui a été foré jusqu'à 1395,3 m de profondeur, dans les terres visées par le permis EL394. Le puits a recoupé des quantités économiquement exploitables de gaz naturel qui se sont écoulées à un taux de $510 \times 10^3 \text{ m}^3$ (18 Mpi³ par jour) au moyen d'une duse réglable.

Les sociétés Petro-Canada et Devon ARL Corporation ont foré le puits Nuna I-30 dans les terres visées par le permis EL406, juste au nord du champ Parsons Lake, sur la péninsule Tuktoyaktuk. Le forage de ce puits a été interrompu à 3240,3 m de profondeur et n'a pas été repris avant la fin de l'année. Dans les terres visées par le permis EL405, la Devon ARL Corporation

a foré le puits Devon et al. Itiginkpak F-29 jusqu'à 1994,3 m de profondeur pour ensuite le bouché et le condamné.

Bien que l'on ait activement recueilli des données sismiques en 2002, beaucoup moins de travaux géophysiques ont été exécutés dans le delta du Mackenzie en 2003. En effet, seulement deux programmes y ont été réalisés en 2003, comparativement à 15 en 2002. La société Encana West Ltd. a réalisé un programme de levés bidimensionnels de 369 km sur les terres visées par le permis EL384 et un programme de levés tridimensionnels de 117 km² sur les terres visées par le permis EL385. Le contrat d'acquisition de données a été octroyé à Verri-Illuq.

Parmi les autres activités réalisées par l'industrie, mentionnons les travaux

géophysiques exécutés sur le terrain par deux équipes de recherche, un programme d'échantillonnage géochimique mené dans le delta du Mackenzie et un programme géotechnique extracôtier.

Nunavut, au large des côtes du Nord et au large de l'Arctique oriental

En 2003, aucun programme d'exploration ciblant le pétrole ou le gaz naturel n'a été entrepris au Nunavut, au large du Nord ou au large de l'Arctique oriental.

MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

À la fin de l'année, sept champs pétroliers et gaziers étaient en production dans les Territoires du Nord-Ouest. Aucun champ ne l'était cependant au Nunavut ou au large des côtes dans les eaux de l'Arctique. Parmi les champs en production, quatre champs gaziers et un champ pétrolier et gazier se trouvent dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, le champ pétrolier de Norman Wells dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et le champ gazier Ikhil dans le delta du Mackenzie.

La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest s'élevait à 980,4 x 10⁶ m³ en 2003, soit 18 p. 100 de moins que l'année précédente (voir le tableau *Production cumulative de gaz naturel* à la page 19). La baisse de production a été en partie atténuée par la

mise en service de puits additionnels au champ de Chevron à Fort Liard et à ceux de Paramount dans les collines Cameron. La production a repris au champ de CNRL, aussi à Fort Liard, après une phase d'attente prolongée et la production pétrolière s'est amorcée dans les collines Cameron.

La production totale de pétrole se situait à 1 283,1 x 10³ m³ (8,1 millions de barils). Quoique 98 p. 100 de cette production venaient du champ pétrolier de Norman Wells, une production additionnelle de pétrole a été mise en service dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Le champ de Paramount dans les collines Cameron produit du pétrole ainsi que du gaz qui sont acheminés par un pipeline mixte relié à une usine de transformation juste au sud du 60^e parallèle en Alberta.

Production de pétrole et de gaz

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Production de pétrole (milliers de m³)						
Norman Wells* (G001)	1561,7	1549,1	1434,3	1432,2	1375,4	1254,6
Collines Cameron (G010)	—	—	—	—	1,1	28,5
Total	1561,7	1549,1	1434,3	1432,2	1376,5	1283,1
Production de gaz (millions de m³)						
Norman Wells* (G001)	132,8	126,5	125,6	130,2	123,3	108,6
Pointed Mountain (G003)	25,2	21,0	17,1	9,1	Phase d'attente	Phase d'attente
Ikhil (G005)	—	3,3	10,0	13,2	14,8	15,2
Paramount à Fort Liard (G006 – « F-36 »)	—	—	66,3	71,8	38,8	16,5
Chevron à Fort Liard (G007 – « K-29 »)	—	—	490,1	1213,6	834,1	680,3
CNRL à Fort Liard (G008 – « P-66A »)	—	—	60,1	1,8	Phase d'attente	9,8
Paramount au sud-est de Fort Liard (G009 – « N-01 »)	—	—	—	33,2	61,9	51,1
Collines Cameron (G010)	—	—	—	—	124,1	98,9
Total	158,0	150,8	769,2	1472,9	1197,0	980,4

*Nota : le code de champ « G00X » est attribué par l'Office national de l'énergie.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Norman Wells

(Code de champ G001)

Le champ pétrolier de Norman Wells, exploité par Pétrolière Impériale Ressources Limitée, s'étend au-delà du fleuve Mackenzie à la latitude 65°20' N. Le réservoir de pétrole est un récif de la formation de Kee Scarp. Ce champ est le point de départ de l'oléoduc de Norman Wells. Ce pipeline de 300 millimètres (12 pouces), exploité par Enbridge Inc, s'étend sur 866 kilomètres vers le sud, du champ de Norman Wells jusqu'à Zama en Alberta.

En 2003, la production s'élevait à 1 254,6 x

10³ m³ (7,9 millions de barils), soit une baisse de 8 p. 100 par rapport à l'année précédente. À la fin de 2003, la production cumulative du champ de Norman Wells se situait à 34,8 x 10⁶ m³ (215,6 millions de barils). Le gaz produit à partir du pétrole sert principalement de combustible d'usine ou est injecté à nouveau et de petites quantités sont brûlées à la torche. En plus du pétrole brut, 8,2 x 10³ m³ (52 000 barils) de liquides de gaz naturel ont été produits et ajoutés au courant des liquides.

Le delta du Mackenzie

Ikhil

(Code de champ G005)

Le champ gazier d'Ikhil est exploité par AltaGas. Ce champ est situé dans le delta du Mackenzie, à 50 kilomètres au nord d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Ce champ, initialement découvert en 1983, n'a pas été mis en valeur avant 1999. Le réservoir se trouve dans les sables Taglu (la formation de Reindeer) de l'ère Éocène, à une profondeur d'environ 1 100 mètres. Le gaz est livré au moyen d'un pipeline souterrain de 120 millimètres (6 pouces)

jusqu'à Inuvik où il est utilisé pour la production d'électricité et comme source de combustible pour la ville. La production en 2002 était de 15,2 x 10⁶ m³ (0,54 milliard de p³) et la production cumulative se situait à 57,5 x 10⁶ m³ (2,032 milliards de p³). Le champ continue de produire à partir de deux puits (K-35 et J-35) sans qu'il n'y ait de production d'eau apparente. Les périodes de pointe dans la production sont attribuables à la demande locale élevée durant les mois d'hiver.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Pointed Mountain

(Code de champ G003)

Ce champ a été mis en phase d'attente en octobre 2001. L'exploitant du champ, Énergie BP Canada, a remis en marche trois puits en juin 2003 : Pointed Mountain G-62, A-55 et P-53A ont été abandonnés.

Paramount à Fort Liard « F36 »

(Code de champ G006)

Ce champ, exploité par Paramount Resources, est situé à 25 kilomètres au sud-est de Fort Liard dans les Territoires du Nord-Ouest. Le gaz est produit à partir de la formation Mississippian Mattson à environ 2

000 mètres de profondeur. Le gaz est acheminé sur 24 kilomètres vers le sud par un pipeline de 324 millimètres (12 pouces) jusqu'à une usine de transformation près de Maxhamish Lake, en Colombie-Britannique. En dépit de deux puits additionnels en production (F-36 et O-35), à la fin de l'année 2003, la production se chiffrait à $16,5 \times 10^6$ m³ (0,59 milliard de p³), soit une baisse de 57 p. 100 par rapport à l'année précédente, amenant ainsi la production cumulative à se situer en fin d'année à $193,4 \times 10^6$ m³ (6,83 milliards de p³).

**Chevron à Fort Liard « K-29 »
(Code de champ G007)**

Le champ Liard, exploité par Chevron Canada, se trouve dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard dans les Territoires du Nord-Ouest et à l'ouest de la rivière Liard. Le réservoir de gaz est la formation Devonian Nahanni dans une structure de contrefort à environ 3 000 mètres sous la surface. Le gaz y est légèrement corrosif. Le gaz est acheminé par un pipeline de 46 kilomètres jusqu'aux installations d'Énergie Canada BP à Pointed Mountain, où il est relié à l'actuel terminus au nord du réseau de pipeline de la Société WestCoast.

Un autre puits de production, Liard 2K-29, a été mis en service en avril 2003. Le champ produit actuellement à partir de quatre puits, K-29, 2K-29, M-25 et F-25A. La production totale du champ s'élevait à $680,3 \times 10^6$ m³ (24 milliards de p³) en 2003 et à la fin de la même année, la production cumulative se situait à $3 218 \times 10^6$ m³ (113,6 milliards de p³). Grâce à l'ajout d'un autre puits productif, la production en fin d'année était comparable à celle obtenue en 2002.

Canadian Natural Resources Limited à Fort Liard « P-66A »

(Code de champ G008)

L'exploitant est revenu au site P-66 en 2003 et a procédé au forage du puits 3P-66B de North Liard. Ce puits est entré en production et a été exploité de juin à la fin d'octobre. La production de gaz s'est élevée à $9,8 \times 10^6$ m³ (0,35 milliard de p³), mais une production d'eau élevée a entraîné la mise en phase d'attente du puits vers la fin de l'année.

**Paramount au sud-est de Fort Liard « N-01 »
(Code de champ G009)**

La production annuelle du puits unique dans ce champ était de $51,1 \times 10^6$ m³, soit une baisse de 20 p. 100 par rapport à l'année précédente. À la fin de l'année, la production cumulative se situait à $146,2 \times 10^6$ m³ (5,2 milliards de p³) avec certains condensats.

**Paramount aux collines Cameron
(Code de champ G010)**

Les collines Cameron se trouvent dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest juste au nord du 60^e parallèle et à l'ouest de la route du Mackenzie. Des découvertes de pétrole et de gaz ont entraîné une période de forages exploratoires à la fin des années 1980 et au début des années 1990. Récemment, Paramount a entrepris dans ce champ un programme de forage aux fins de mise en valeur. En 2003, six nouveaux puits ont été forés.

La production de gaz dans ce champ a commencé en mars 2002. À la fin de 2003, quatre puits (A-73, C-50, N-28 et H-58) produisaient du gaz. Un des puits (J-37) a été mis en phase d'attente en novembre. Durant l'année, la production s'est chiffrée

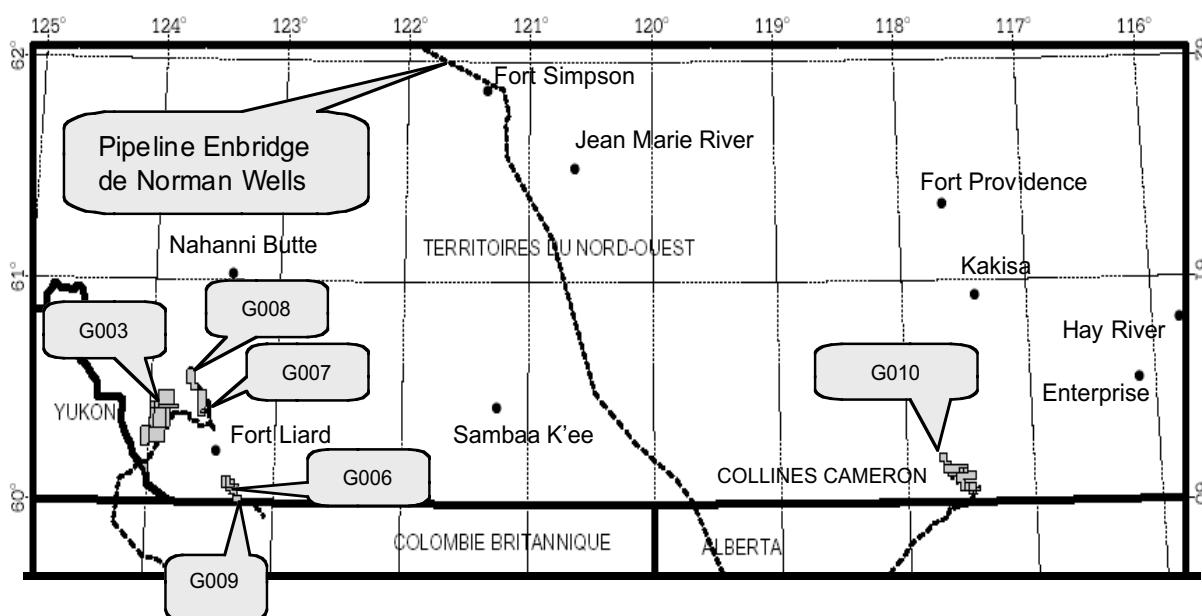
à $98,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (3,49 milliards de p^3) tandis que la production cumulative s'élevait pour sa part à $223 \times 10^6 \text{ m}^3$ (7,88 milliards de p^3).

La production soutenue de pétrole dans ce champ s'est amorcée en mars 2003. Pour la majorité du reste de l'année, le pétrole était produit à partir de quatre puits (C-74, K-74,

H-03 et F-73) et en fin d'année, la production cumulative s'élevait à $28\,482 \text{ m}^3$ (179 146,1 barils).

Le pétrole et le gaz sont tous deux acheminés par un pipeline de petit diamètre qui s'étend sur 15 kilomètres jusqu'à une usine de transformation près de Bistcho Lake, en Alberta.

Les champs productifs dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest



nom du champ	code de champ	permis
Pointed Mountain	G003	PPL01-09
Paramount à Fort Liard « F-36 »	G006	PL07, PL08
Chevron à Fort Liard « K-29 »	G007	PL09, PL11
Canadian Natural Resources Ltd. à Fort Liard « P-66A »	G008	PL10
Paramount au sud-est de Fort Liard « N-01 »	G009	PL12
Paramount dans les collines Cameron	G010	PL03-05, PL13-18

Statistique sur le forage - 2003

Puits	Lat.	Long.	Classe ¹	Profondeur(m)	Mètres 2003	Début	Arrêt du forage	Situation ²	Appareil de forage	Permis ³
Partie sud des Territoires du Nord-Ouest										
Anadarko Arrowhead River C-55	60,5680	-122,9295	D	3004	2998,9	09 févr. 2003	18 mars 2003	P&S	Shehtah4E	EL383
Anadarko Arrowhead River F-56	60,5917	-122,9295	D	2480	2473,1	05 mars 2003	26 mars 2003	P&S	Shehtah5E	EL383
Anadarko Arrowhead River I-75	60,5784	-122,9757	D	2878	2873	25 janv. 2003	18 févr. 2003	P&S	Shehtah5E	EL383
Anadarko Arrowhead River J-74	60,5598	-122,9814	E	824	819,5	10 mars 2003	16 mars 2003	P&S	Akita 15	EL383
Anadarko Arrowhead River K-35	60,5773	-122,8631	E	652	647	21 mars 2003	27 mars 2003	P&S	Shehtah4	EL383
Anadarko Arrowhead River O-38	60,6322	-122,8590	E	2330	2325,8	02 févr. 2003	28 févr. 2003	P&S	Nabors67E	EL383
Anadarko Liard P-16	60,4306	-123,5329	E	3125	3118,9	01 févr. 2003	10 avr. 2003	P&S	Akita40	EL383
Anadarko SW Arrowhead M-35	60,4159	-123,1231	E	737	732,3	03 mars 2003	08 mars 2003	P&S	Akita 15	EL383
Anadarko West Bowie I-76	60,2597	-123,2228	E	804	585	23 févr. 2003	01 mars 2003	P&S	Akita 15	EL382
CDN Forest <i>et al.</i> Mount Coty 2K-02	60,1929	-123,5190	E	4741	4731,6	06 avr. 2003	05 Sep 2003	P&S	Akita62E	EL381
Chevron <i>et al.</i> Liard 2K-29	60,4784	-123,5850	D	3599	3592,3	26 janv. 2003	26 mars 2003	P&S	Akita58E	PL09
CNRL <i>et al.</i> North Liard 3P-66B	60,5988	-123,6904	D	3338	3327,6	10 avr. 2003	14 mai 2003	P&S	Akita58	PL10
Paramount <i>et al.</i> Cameron D-49	60,1362	-117,6491	D	1582	1577,5	07 févr. 2003	19 févr. 2003	P&S	Precision117	PL15
Paramount <i>et al.</i> Cameron F-73	60,0399	-117,4914	P	1459	1454,3	07 mars 2003	15 mars 2003	P&S	Precision117	PL04
Paramount <i>et al.</i> Cameron F-75	60,0748	-117,4864	P	1463	1462,5	10 janv. 2003	23 janv. 2003	P&S	Precision117	PL13
Paramount <i>et al.</i> Cameron H-58	60,1243	-117,6627	D	1562	1557,4	13 févr. 2003	27 févr. 2003	PR	Precision249	PL18
Paramount <i>et al.</i> Cameron K-74	60,0613	-117,4909	P	1465	1460,5	24 janv. 2003	06 févr. 2003	PR	Precision117	PL13
Paramount <i>et al.</i> Cameron M-49	60,1479	-117,6546	D	1505	1500,1	20 févr. 2003	05 mars 2003	P&S	Precision117	PL15
Paramount <i>et al.</i> McKay Lakes K-36	60,2618	-123,3663	E	800	796	08 mars 2003	21 mars 2003	P&A	Precision117	EL382
Partie centrale de la vallée du Mackenzie										
CNRL Behdzia Youh O-52	66,8658	-126,6650	E	1540	1535,1	03 janv. 2003	10 févr. 2003	P&A	Akita51	EL400
CNRL Belleh Dukeh D-63	66,7014	-126,7121	E	1570	1565,1	14 févr. 2003	09 mars 2003	P&A	Akita51	EL400
Devlan Vintage Tree River C-36	67,2525	-131,8609	E	1878	1874,1	30 janv. 2003	26 févr. 2003	P&S	Gwich'en 26	EL386
Paramount <i>et al.</i> Nogha C-49	66,6348	-125,8933	E	1409	1403	26 janv. 2003	01 mars 2003	P&S	Wilson3	SA
Paramount <i>et al.</i> Nogha M-17	66,6126	-125,8085	E	1471	1465	25 févr. 2003	20 mars 2003	P&S	Wilson3	SA
Delta du Mackenzie										
Chevron <i>et al.</i> Langley K-30	69,3251	-135,6103	E	1390	1395,3	19 mars 2003	12 avr. 2003	P&S	Akita Egutak64	EL394
Devon <i>et al.</i> Itiginpak F-29	69,3251	-135,6109	E	2000	1994,3	11 févr. 2003	16 mars 2003	P&A	Akita Egutak65	EL405
PC Devon Nuna I-30	69,1596	-133,3358	E	3250	3240,3	07 févr. 2003	21 avr. 2003	P&S	Akita Egutak66	EL406

1 Classe E = exploratoire, D = délimitation, P = production

2 Situation P&S = bouché et en suspens, P&A = bouché et abandonné, PR = production

3 Permis ELL = permis d'exploration, SDL = permis pour découverte importante, PL = permis de production, SA = terres des Sahtu

LES REDEVANCES

Les redevances versées sur la production du pétrole et du gaz dans le Nord se sont élevées à 24 492 180 dollars (excluant les crédits de redevances sur l'investissement [CRI] de 3 965 606 dollars) pour l'année civile 2003. Cette année, les redevances réelles ont connu une hausse de 24 p. 100 par rapport à 2002. Par contre, les CRI ont augmenté de 227 p. 100 tandis que les redevances versées s'étaient accrues de 12,6 p. 100.

Les Premières nations des Sahtu et des Gwinch'en ont aussi reçu une part des recettes conformément à leurs ententes sur les revendications territoriales tandis que les Deh Cho ont reçu une avance sur leur part des recettes, tel que prévu dans leur entente provisoire sur le développement des ressources.

Les modifications d'ordre réglementaire

L'expérience récente entourant l'administration des redevances a déclenché un examen des règlements s'appliquant aux redevances ainsi que de l'assurance relative aux redevances : les deux examens ont commencé en 2002 pour se poursuivre durant l'année 2003. Des consultations

approfondies ont été menées sur environ 40 questions durant l'année civile 2003 et ont permis de cerner six problèmes litigieux qu'il reste encore à régler. Le gouvernement a présenté à l'industrie l'approche qu'il privilégiait à l'occasion d'un forum en octobre 2003 qui a donné à l'industrie la possibilité de demander des précisions et de présenter ses préoccupations. Le gouvernement préconise un juste équilibre entre les intérêts du gouvernement et de l'industrie dans la résolution de ces questions finales pour assurer que les décisions prises sont à l'avantage des résidents du Nord, des entreprises et des Canadiens. Une rencontre est prévue au printemps de 2004 et il reste encore beaucoup de travail à faire, notamment une étude des instructions aux rédacteurs législatifs avant que les modifications soient présentées à l'industrie et aux autres intervenants.

L'infrastructure électronique pour les redevances

Durant l'année 2003, la Direction du pétrole et du gaz du Nord a entrepris d'élaborer une infrastructure électronique pour les redevances. Cette infrastructure devrait

Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadiens)

	1998	1999	2000	2001	2002 ²	2003 ³
Redevances ¹	6 967 456	7 138 169	13 433 264	24 656 709	21 751 369	24 492 180
Locations	7 818	3 245	2 800	993	2 621	978
Assurance/frais d'enregistrement	2 052	16 766	51 589	12 733	17 800	5 471
Renonciation aux dépôts sur les travaux	0	289 874	1 342 385	0	2 392 150	954 812
Total	6 977 326	7 448 054	14 830 038	24 670 435	24 163 940	25 453 441

¹ Les redevances recueillies n'incluent pas les soldes en suspens des crédits de redevances sur l'investissement.

² Les CRI en 2002 s'élevaient à 1 210 473 dollars.

³ Les CRI en 2003 s'élevaient à 3 965 606 dollars.

assister l'industrie dans la présentation des redevances sous forme électronique et aider le gouvernement dans l'administration, l'évaluation et la vérification des redevances de manière à pouvoir procurer une assurance sur les redevances tirées du pétrole et du gaz dans le Nord. L'élaboration s'échelonne sur une période de deux ans et se concentrera en priorité sur l'accroissement de l'efficacité des présentations actuelles des redevances.

Les vérifications et les évaluations

Une vérification a été entreprise cette année et une vérification en suspens a été achevée. Des problèmes importants ont été réglés

avec un certain nombre d'entreprises cette année, notamment l'omission de soumettre les présentations de redevances requises et l'omission de verser les redevances - des problèmes qui ont occasionné le paiement d'intérêts sur les redevances non acquittées. En raison de la résolution de ces problèmes, la Direction du pétrole et du gaz du Nord n'a pas produit d'évaluations durant 2003. Un calendrier des vérifications a été élaboré en 2003 qui guidera la réalisation des vérifications au cours des cinq prochaines années. Une entente échelonnée sur trois ans a été conclue avec Conseils et Vérification Canada (CVC) selon laquelle CAC entreprendra les vérifications pour le compte de la Direction de 2003 à 2006.

SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

La Direction du pétrole et du gaz du Nord

Veillez d'abord consulter notre site Web à l'adresse www.ainc-inac.gc.ca/oil

Affaires indiennes et du Nord Canada compte plusieurs sources d'information sur le pétrole et le gaz, l'environnement et l'utilisation des terres. Pour obtenir des renseignements précis, veuillez inclure le nom de la source appropriée dont la liste est donnée plus bas, accompagné de l'adresse postale générale du Ministère.

Adresse postale

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Affaires indiennes et du Nord Canada
Ottawa (Ontario) K1A 0H4
Canada

Par messenger seulement

Direction du pétrole et du gaz du Nord
6^e étage, 10, rue Wellington
Gatineau (Québec) K1A 0H4
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet : <http://www.ainc-inac.gc.ca/oil>

Des renseignements sur le régime de gestion des ressources, des demandes de nominations et de soumissions, et d'autres informations connexes : Régime foncier - Téléphone : (819) 997-0221.

Des renseignements sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, les permis d'exploration, de production et reliés aux découvertes importantes, les transferts, les notifications, et les cartes - Administrateur des droits, Bureau du directeur, téléphone : (819) 953-8529.

De l'information sur l'histoire de l'exploration dans le Nord et sur les activités géologiques et géophysiques - Géologue pétrolier principal, téléphone : (819) 953-8722.

De l'information sur les exigences du régime des avantages associé aux nouveaux programmes d'exploration sur les terres dans les Territoires du Nord-Ouest est disponible auprès du bureau régional du Ministère dans les Territoires du Nord-Ouest - Téléphone : (867) 669-2618; pour le Nunavut et le large des côtes dans le Nord, l'information est disponible auprès de la Direction du pétrole et du gaz du Nord - Téléphone : (819) 994-0348.

Des renseignements sur la politique des redevances et la présentation des redevances - Gestionnaire, Politique financière et Administration des redevances - Téléphone : (819) 953-9488.

Division du développement du pétrole et des avantages

Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Affaires indiennes et du Nord Canada
4915, 50^e rue, Case postale 1500
Yellowknife (T. N.-O.) X1A 2R3
Téléphone : (867) 669-2618
Télécopieur : (867) 669-2409

Autres sources d'information

On peut obtenir aussi de l'information aux bureaux de l'Office national de l'énergie, à l'adresse ci-dessous :

- Bureau du soutien à la réglementation : renseignements sur l'exploration, la mise en valeur, la production, le transport par pipeline et l'exportation;
- Bureau d'information sur les terres domaniales : cartes, information technique, rapports géologiques et géophysiques et rapports et dossiers sur l'histoire des puits.
- Direction générales de l'environnement : secrétariat du conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement.

Office national de l'énergie
444 - 7^e Avenue Sud-Ouest
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

La Commission géologique du Canada (Calgary) 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 :

Commission géologique du Canada (Calgary)
3303 - 33^e Rue Nord-Ouest
Calgary (Alberta) T2L 2A7
Téléphone : (403) 292-7000
Télécopieur : (403) 292-5377

Information sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis :

Entreposage des carottes et laboratoire
Commission géologique du Canada (Atlantique)
Institut océanographique de Bedford
C.P. 1006
Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127
Télécopieur : (902) 426-4465
Internet : hardy@agc.bio.ns.ca