



Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2002

La gestion des ressources pétrolières et gazières 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 Robert D. Nault, C.P., député
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2003

© 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 2002

QS-8509-030-FF-A1
R71-47/2002F
0-662-88889-8

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

Quand je pense à ce qui a été réalisé en 2002 et au besoin actuel d'accroître la sécurité des approvisionnements en énergie en Amérique du Nord, je suis encouragé par les brillantes perspectives qui seront offertes au cours de la présente décennie au chapitre de l'exploitation des champs de gaz naturel dans le delta du Mackenzie. Je me réconforte également de voir les efforts constants qui sont déployés en vue de contribuer à la croissance et à la mise en valeur des secteurs pétrolier et gazier.

J'ai le plaisir d'annoncer que, en 2002, l'industrie a lancé des programmes de prospection sismique dans le delta du Mackenzie, dans les régions adjacentes à la mer de Beaufort et dans les régions du Centre et du Sud de la vallée du Mackenzie. Des travaux de forage ont également été entrepris dans le delta du Mackenzie, dans la région centrale de la vallée du Mackenzie ainsi que dans la région de Fort Liard et dans les collines Cameron, régions situées dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest. De plus, on a continué d'exploiter le gaz naturel du champ d'Ikhil, dans le delta du Mackenzie, ainsi que celui de plusieurs champs situés près de Fort Liard et dans les collines Cameron. Enfin, l'exploitation du champ de Norman Wells, le quatrième en importance au Canada, s'est poursuivie, bien que la courbe de production de ce champ ait commencé à chuter.

Je suis particulièrement heureux qu'un grand nombre d'Autochtones et d'autres résidents du Nord aient su profiter des possibilités d'emploi et de formation découlant de l'exploration et de l'exploitation pétrolières et gazières qui ont eu cours en 2002. Il m'a paru particulièrement encourageant de constater que des entreprises du Nord, dont un bon nombre appartiennent à des groupes autochtones par suite du perfectionnement des compétences et de la formation de coentreprises, ont été en mesure de fournir une bonne part des biens et services requis par les industries pétrolière et gazière.

Les secteurs pétrolier et gazier du Nord canadien ont tout ce qu'il faut pour contribuer à l'approvisionnement énergétique de l'Amérique du Nord. Acheminer le gaz vers le sud constituerait une entreprise majeure qui profiterait au Canada et à d'autres parties en Amérique du Nord. L'exploitation durable du pétrole et du gaz dans le Nord peut jouer un rôle clé dans l'amélioration de la qualité de vie de nombreux Canadiens vivant dans le Nord et ailleurs.

Je vous invite à consulter le présent rapport pour obtenir de l'information sur la façon dont les ressources pétrolières et gazières du Nord canadien ont été mises en valeur au cours de l'année écoulée.

Conformément à l'article 109 de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, je suis ravi de déposer devant le Parlement le Rapport annuel sur l'administration des ressources pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes nordiques pour la période se terminant le 31 décembre 2002.

Le 16 avril 2003

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

DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD	8
APERÇU	8
Paramètres fondamentaux du pétrole et du gaz et leur signification pour les activités dans le Nord	8
Ressources en gaz et en pétrole	9
Tableau : Bilan des ressources découvertes	9
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ	10
Faits saillants à la direction	10
Attribution des droits et D'Administration	11
Permis délivrés en l'an 2002	11
Tableau : Portefeuilles fonciers	13
Tableau : Permis de prospection	14
Tableau : Permis d'exploration délivrés par suite d'appels d'offres	16
Retombées économiques	16
Considérations environnementales	17
Consultations	17
Renseignements sur la réglementation	17
Fonds pour l'étude de l'environnement	17
LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD	18
Les activités dans le Nord	18
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest	19
La partie centrale de la vallée du Mackenzie	20
Nunavut, au large des côtes du Nord et au large de l'Arctique oriental	20
Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie	20
EXPLOITATION ET PRODUCTION	21
Tableau : 2002 Bilan de forage	22
Le delta du Mackenzie	22
Ikhil	22
La partie centrale de la vallée du Mackenzie	23
Norman Wells	23

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest	23
Pointed Mountain	23
Canadian Natural Resources Limited Fort Liard	23
Chevron Fort Liard	23
Paramount South East Fort Liard	23
Paramount à Fort Liard	24
Tableau : Production de pétrole et de gaz	24
Nouveau champs mis en service en 2002	25
Les collines Cameron de Paramount	25
REDEVANCES	25
Tableau : Recettes pétrolières et gazières perçues (en \$)	26
SOURCES D'INFORMATION	27
Direction du pétrole et du gaz du Nord	27
Autres sources d'information	28

DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD

APERÇU

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

Au cours du premier trimestre de 2002, les prix du gaz naturel se sont stabilisés, se maintenant dans la fourchette de 3 à 5 \$ le gigajoule (GJ) pour le prix moyen du marché en Alberta. Puisque les quantités stockées à la fin de l'été étaient élevées sur tout le continent, on ne s'attendait qu'à des hausses modérées des prix pendant l'hiver de 2002-2003. Vers la fin de l'année, cependant, des conditions météorologiques plus froides ont causé un abaissement rapide des stocks et un relèvement des prix pour le début de l'année suivante. Le marché de l'Alberta a clôturé l'année à 5,25 \$ le GJ.

Le prix de vente moyen du brut canadien à Edmonton n'a pas varié beaucoup par rapport à 2001, mais il a affiché une tendance à la hausse à la fin de l'année, reflétant l'incertitude ressentie à l'échelle mondiale à l'égard de la guerre en Iraq et du tumulte de l'industrie pétrolière au Venezuela. La montée des prix du pétrole peut avoir deux effets sur les investissements dans les activités d'exploration dans le Nord : d'une part, ils peuvent stimuler l'intérêt dans les ressources nordiques, notamment dans la mer de Beaufort et, d'autre part, ils peuvent contrecarrer le remplacement du gaz naturel par le mazout, en créant des perspectives de hausse des prix pour le gaz et en améliorant les conditions pour les investisseurs dans les projets importants, comme les pipelines.

Le recul du prix du gaz en 2001 a été suivi par une campagne de forage moins intense en 2002 dans l'Ouest canadien, même si les données statistiques sur la région au nord du 60° de latitude ne le font pas ressortir de façon marquée. Le forage demeure surtout axé sur les gisements de gaz.

Par rapport à 2001, la production canadienne a fléchi légèrement, et celle des États-Unis encore davantage. Toutefois, cette diminution correspond à un affaiblissement de la demande après l'hiver doux de 2001-2002. L'incertitude liée à la question de savoir si la baisse de la production dépend uniquement du marché ou si elle reflète une diminution sous-jacente de la capacité de la production renforce l'attrait d'augmentation à long terme de la production dans les régions extracôtières et le Nord. L'affermissement des prix tant pour le pétrole que pour le gaz devrait sans aucun doute stimuler les activités de forage dans les régions où les coûts d'exploitation sont plus élevés.

Prix des produits de base 2002

	<u>Janvier</u> <u>2002</u>	<u>Décembre</u> <u>2002</u>	<u>Moyenne</u> <u>2002</u>
Pétrole	193,53	284,63	253,53
Gaz	3,52	5,25	3,83

Prix moyen du pétrole : \$CAN par m³ à Edmonton
 Prix moyen du gaz naturel : AECO (\$CAN par GJ)
 Source : Ressources naturelles Canada

RESSOURCES EN GAZ ET EN PÉTROLE

Une analyse récente des études publiées à la demande de la Direction du pétrole et du gaz du Nord indique que le nord des territoires et les zones extracôtières de l'Arctique recèlent quelque 34 % des ressources récupérables résiduelles en gaz naturel, évaluées à $13,6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (482,3 billions de pieds cubes), et 25 % des ressources récupérables résiduelles en pétrole, évaluées à 5,5 milliards de mètres cubes (34,3 milliards de barils).

Les ressources les plus accessibles dans le Nord reposent le long de la vallée du Mackenzie, depuis la frontière provinciale au 60° de latitude jusqu'au-delà du delta, au nord. On estime que cette région, incluant la grande partie des Territoires du Nord-Ouest et les zones extracôtières adjacentes, contient 49 % du gaz récupérable et 58 % du pétrole du Nord canadien, le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie étant de loin le plus riche. Le sud des Territoires du Nord-Ouest est la région qui produit actuellement la plus grande quantité de gaz. Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie continue d'être le seul producteur de pétrole important au

nord du 60° de latitude. Parmi les 53 découvertes faites dans le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, on note d'importants champs gazifères (Taglu, Parsons Lake et Niglintgak) et un gros gisement de pétrole et de gaz au large des côtes (Amauligak). D'échelle comparable mais plus éloignés et ne retenant pas actuellement l'attention, les gisements du Haut Arctique, principalement dans le bassin de Sverdrup, contiennent de vastes champs gazifères (Drake Point et Hecla) ainsi que d'importantes ressources pétrolières qui ont été découverts depuis déjà un certain temps.

À la fin de l'année, un gazoduc autonome dans la vallée du Mackenzie semblait devancer tous les projets proposés pour mettre en valeur le gaz dans l'Arctique, tant au Canada qu'en Alaska. Les perspectives de construction d'un gazoduc pour mettre en valeur les ressources en gaz dans l'Arctique canadien sont demeurées élevées jusqu'à la fin de l'année et on observe des signes prometteurs d'un enclenchement du processus d'approbation réglementaire au cours de la prochaine année.

Bilan des ressources découvertes*

	Pétrole brut		Gaz naturel	
	10^6 m^3	Millions de barils	10^9 m^3	Billions pieds cubes
Des Territoires du Nord-Ouest	70,5	(443)	178,3	(6,3)
Nunavut	0,9	(6)	190,7	(6,7)
L'Arctique et zone extracôtière	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.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Faits Saillants À la Direction

En 2002, la Direction a répondu aux inquiétudes de l'industrie concernant l'accroissement rapide des coûts de prospection dans le Nord. Elle a participé aux activités d'un groupe de travail composé de membres de l'Association canadienne des producteurs pétroliers ayant de l'expérience et un intérêt particulier dans la prospection au nord du 60° parallèle. L'équipe de travail a recommandé principalement que les dépenses admissibles pour tous les types de travaux de prospection entrepris dans le cadre d'un permis devraient être fonction du coût réel (méthode du prix coûtant), garantissant ainsi l'actualité des coûts et l'équivalence entre les coûts réels des travaux et les dépenses déduites du dépôt de soumission concernant les travaux. La nouvelle méthode du prix coûtant s'appliquera aux permis délivrés à la suite aux appels d'offres de 2002.

Il a aussi été convenu d'ajuster vers le haut les taux de forage figurant à l'annexe III des permis de prospection existants. Cet ajustement unique correspond à l'accroissement que l'on aurait pas pu prévoir raisonnablement dans cette grande catégorie de coûts et réduira les différences dans le traitement des coûts admissibles pour tous les types de permis de prospection.

Les exploitants du Nord se sont également dits préoccupés par le fait qu'il est difficile de respecter les engagements des permis lorsque les approbations réglementaires ne sont pas synchronisées avec les activités saisonnières.

L'industrie a fait remarquer que l'environnement rigoureux du Nord peut occasionner d'importants retards et peut même faire perdre toute une saison de travaux.

La Direction a travaillé avec les sociétés en les encourageant à fusionner leurs permis de prospection, comme il est prévu dans la Loi afin qu'elles puissent s'adapter à l'environnement rigoureux du Nord.

La fusion de deux permis de prospection ou plus aux termes du paragraphe 25(3) de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* se fait à la demande des titulaires des premiers permis de prospection, selon les modalités dont conviennent le ministre et les titulaires. Cette disposition de la *Loi* permet aux compagnies d'optimiser l'exploration et de réaliser des économies sur des terres acquises à la suite d'un appel d'offres par la fusion de deux permis de prospection ou plus en un seul. Dans l'ensemble, les engagements mentionnés dans les soumissions relativement au travail à effectuer et aux dépenses restent inchangés.

Les économies qu'il est possible de réaliser par la fusion peuvent se transformer en travaux de prospection additionnels, en un plus grand nombre de travaux de prospection réussis et en une activité économique plus soutenue. La fusion crée un effet de synergie pouvant améliorer la sécurité environnementale et opérationnelle et atténuer les problèmes de logistiques comme les contraintes de la main-d'œuvre et les capacités des entreprises locales.

Attribution des Droits et D'Administration

Le ministère fournit annuellement l'occasion à l'industrie d'obtenir des droits de prospection dans les T.N.-O. et certaines

touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur

régions du Nunavut ainsi qu'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 superficies qui l'intéressent. Pour déterminer le soumissionnaire retenu à la suite d'un appel d'offres, on n'utilise qu'un seul critère d'évaluation des soumissions; il s'agit en général de la somme totale que le soumissionnaire prévoit dépenser pour la prospection de la superficie visée. Le MAINC 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. Le critère d'admission des offres est actuellement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis. Le projet doit prévoir le forage d'au moins un puits pendant cette 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 avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à établir des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non

offriront des possibilités de développement économique. Un seul appel de demandes de désignation a été lancé en novembre 2001, concernant 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, mais les dates de clôture étaient échelonnées en décembre 2001 pour les trois zones. Trois superficies ont été désignées, deux dans la région du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et une dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Un appel d'offres lancé en janvier 2002 a suscité des offres reçues en mai pour deux de ces trois parcelles.

À l'automne 2002, des appels de demandes de désignation ont été lancés pour trois zones au nord du 60° parallèle, une pour la région de la mer de Beaufort / du delta du Mackenzie, une pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie et une pour l'archipel arctique du Nunavut. À la fermeture du processus de désignation, une seule parcelle avait été désignée, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Un appel d'offres a été lancé en janvier 2003 et les résultats seront connus en mai 2003.

Permis délivrés en l'an 2002

Deux nouveaux permis de prospection ont été délivrés par suite d'un appel d'offres dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, EL417 à Chevron Canada Resources et BP Canada Energy Company et EL418 à Devon ARL Corporation et Petro-Canada.

En outre, nous avons fusionné des groupes de quatre et de deux permis de prospection

Quatre permis de production ont été attribués à Paramount Resources Ltd. dans la région des collines Cameron, dans les T.N.-O. Une

dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie en deux nouveaux permis de prospection (EL419 à Petro-Canada et Anderson Resources Ltd. et EL420 à Devon ARL Corporation).

attestation de découverte importante a été attribuée à Paramount Resources Ltd. dans la région de Fort Liard, dans les T.N.-O..

Portefeuilles fonciers					
	1998	1999	2000	2001	2002
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	0	0	12	7	5
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	5	5	9	0	4
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	5	5	21	7	9
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	73	68	77	84	82
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	70	75	84	84	82
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	166	166	184	191	187
Terres attribuées en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0	0,8	0,4	0,01
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0 ¹	0,31	0,7	0	0,50
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0¹	0,31	1,5	0,4	0,51
Terres rétrocedées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,1 ²	0,4	0,2	0	0,4
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	0	0,5
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0,1²	0,4	0,2	0	0,9
Terres détenues en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	1,6	1,4	2,2	2,6	1,9
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,3	1,8	1,8	2,0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
Total	4,0	3,9	5,2	5,6	5,1
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^x	Livraison	Dates (a.m.j.) Puits doit foré avant le	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission	
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique							
EL297 ^{1*}	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2007.07.14	2007.07.14		
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317 ^{2*}	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	s.o.		s.o.	
EL329 ^{2*}	349 982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	s.o.		s.o.	
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	35 550 000,00	
EL394	73 155	Burlington Resources Canada	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	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	27 100	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13	2011.05.13	1 100 000,00	
EL419	147 822	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓ ⁵ 2008.09.17	105 293 760,00 ^{*4}	
EL420	338 469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15	2009.08.14	224 069 655,56 ^{*4}	
Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest							
EL363	6 064	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓ 2002.01.22	3 529 000,00	
EL365	20 635	Canadian Forest Oil	1995.01.23	1999.01.22	✓ 2002.01.22	1 500 000,00	
EL367	24 382	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓ 2002.01.22	1 768 600,00	
EL369	25 737	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓ 2002.01.22	8 765 580,00	
EL380	25 606	Canadian Forest Oil	1996.04.10	2000.04.09	✓ 2003.04.09	2 200 000,00	
EL381	15 422	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓ 2003.04.09	6 250 000,00	
EL382	25 335	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓ 2003.04.09	1 100 000,00	
EL383	25 515	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	✓ 2003.04.09	1 224 400,00	

Permis de prospection							
Permis	Superficie (en ha)	Titulaire^x	Livraison	Dates (a.m.j.) Puits doit foré avant le	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission	
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	138 170	Devlan Exploration	1996.03.27	2001.03.26	✓	2005.03.26	1 042 000,00
EL386	114 737	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1 072 000,00
EL389	46 738	Canadian Abraxas	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	3 101 015,00
EL391	71 816	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4 000 000,00
EL392	23 652	AEC 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	AEC West Ltd.	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 000 000,00
EL399	120 496	Paramount Resources	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	8 400 000,00
EL400	118 060	Canadian Natural Resources Limited	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	17 500 000,00
EL401	128 584	EOG Resources Canada Inc.	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12 750 000,00
EL402	128 718	Devon ARL Corporation	2000.08.01	2004.07.31		2008.07.31	1 243 789,00
EL412	68 772	Canadian Forest Oil	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	Paramount Resources	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

^x Les titulaires au moment de la rédaction du présent rapport, soit en mars 2003.

^{1*} Modifié conformément au paragraphe 26(4) de la LFH, 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.

^{4*} La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures

✓ 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.

✓⁵ Notons que, selon les modalités de la fusion, les permis fusionnés peuvent être insuffisants pour toutes les terres concernées.

Permis d'exploration délivrés par suite d'appels d'offres depuis 1994

Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	8 en janvier 1995 6 en avril 1996	tous pour 7 ans (4+3)
Partie centrale de la vallée du Mackenzie	8 en mai 1995 6 en mars 1996 7 en mai 1997 6 en août 2000 5 en septembre 2001	pour 9 ans (5+4) pour 9 ans (5+4) pour 8 ans (4+4) pour 8 ans (4+4) pour 8 ans (4+4)
Delta du Mackenzie / mer de Beaufort	4 en septembre 1999 9 en août 2002 2 en mai 2002	tous pour 9 ans (5+4)

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 d'exploration et de mise en valeur près de Fort Liard et dans les collines Cameron ainsi que dans le delta du Mackenzie et la partie centrale de la vallée du Mackenzie ont créé des possibilités d'emploi, de formation et d'approvisionnement considérables pour la population et les entreprises du Nord.

Fort Liard a connu des niveaux élevés d'emploi et de conclusion de contrats commerciaux par suite des activités continues et de nouvelles activités liées à l'exploration et à l'exploitation du pétrole et du gaz. La population et les entreprises du Nord continuent de répondre positivement et de profiter des possibilités qui résultent de l'activité liée au pétrole et au gaz. La nature saisonnière des emplois s'inscrit bien dans l'économie de nombreuses collectivités, à la fois traditionnelle et basée sur des salaires.

Le nombre de puits d'exploration forés dans la région des T.N.-O. a atteint son niveau le plus élevé depuis la fin des années 1990. De plus, la région du lac Colville a été le théâtre d'activités d'exploration pour la première fois depuis des années. La Division de l'exploitation pétrolière et des avantages du ministère, à Yellowknife, conserve 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 entreprise en 2001. 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.

Environmental Considerations

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 MAINC 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 appels de demandes de désignation et des appels d'offres.

Renseignements sur la réglementation

Trois guides de réglementation distincts expliquant la structure d'autorisation des activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz ont été produits en 2002. Ces guides portent sur la région visée par le règlement du Sahtu, la région visée par le règlement avec les Gwich'in et la zone extracôtière de la mer de Beaufort.

Chacun de ces documents est inspiré de guides semblables portant sur la partie sud de la vallée du Mackenzie et la région visée par le règlement avec les Inuvialuit (delta du Mackenzie), publiés respectivement en 2000 et 2001. Avec la publication de ces trois nouveaux guides, le ministère a atteint son but d'offrir des renseignements en cinq volets sur la réglementation pour les Territoires du Nord-Ouest et la zone extracôtière.

Fonds de recherche pour l'étude de l'environnement

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. Le programme est financé au moyen des taxes payées par les titulaires.

anticipant le besoin permanent de nouvelles recherches, le conseil de gestion du FEE a prolongé son programme d'étude pour 2002, grâce à une taxe se situant entre zéro et dix-sept cents l'hectare. Les représentants de l'industrie ont consenti au prélèvement de cette taxe approuvée par le ministre.

Faisant fond sur la reprise des activités liées au pétrole et au gaz dans le Nord et

Le programme d'étude du Nord du FEE pour 2002, doté de la somme de 529 290 \$, finançait un certain nombre de programmes, notamment une étude des *effets cumulatifs* qui misera sur

l'expérience acquise dans le Canada atlantique et à l'étranger. Un examen des *ressources patrimoniales* pour la région du delta du Mackenzie, un projet de cartographie pour indiquer l'emplacement de sites historiques et culturels est commencé; la première étape est une analyse documentaire.

Un projet d'analyse des *lacunes de l'information et de la recherche biophysiques* liées à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole et du gaz et à un éventuel pipeline dans la vallée du Mackenzie est également en cours de réalisation. À cet égard, deux ateliers auront lieu dans le Nord l'an prochain. L'élimination du rejet de déchets

liés à des sites de forage dans le Nord fait également l'objet d'un examen et une équipe de consultation technique composée de consultants et de représentants de l'industrie et du gouvernement examine les pratiques passées de rejet des déchets. Cette équipe examine également les plus récents progrès technologiques et les mesures législatives applicables, planifie un atelier et formulera des recommandations pour la mise à jour du processus d'élimination du rejet de déchets dans le Nord.

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 (www.esrfunds.org).

LES ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

Les dépenses consacrées à l'exploration ont atteint 271 millions de dollars. Cette somme comprend les coûts des levés géophysiques et des études géologiques, des forages d'exploration et de développement ainsi que des abandons

de puits. Ont été dépensés dans le delta du Mackenzie et les zones peu profondes de la mer de Beaufort 89 % de cette somme, le reste ayant été surtout utilisé dans le centre et le sud des T.N.-O..

Activités dans le Nord

En 2002, on a amorcé le forage de treize nouveaux puits, soit le même nombre que l'année précédente. Toutefois, le nombre de mètres forés s'est accru jusqu'à 27 617 m du 17 400 m pour 2001, incluant 6497 m pour quatre puits de développement à Cameron Hills, un puits de délimitation dans la péninsule de Tuktoyaktuk et deux puits scientifiques pour tester le potentiel en hydrates du delta du Mackenzie.

Le 1^{er} janvier 2002, deux puits ont été forés; un dans le sud des T.N.-O. et un dans la péninsule de Tuktoyaktuk. Le forage des deux puits a pris fin au début de février.

Les activités de forage en hiver se sont terminées le 6 avril 2002 dans le sud des T.N.-O. et se sont poursuivies jusqu'au 25 avril dans le delta du Mackenzie. Aucun forage n'a été réalisé au cours de

l'été. À cause du gel tardif qu'à connu l'Ouest canadien, aucun nouveau puits n'a été foré jusqu'à la fin de l'année.

En 2002, l'Office national de l'énergie a autorisé 30 programmes géophysiques, géologiques et environnementaux dont 21 levés sismiques bidimensionnels (2D) (2506 km) et tridimensionnels (3D) (4060 km), un levé aéromagnétique (69 370 km), deux levés

géologiques / géochimiques et deux un programme de retraitement de données sismiques sans composante de champ. À cela s'ajoutent deux études environnementales sur le terrain et deux essais sur place pour évaluer les réponses du poisson aux sources sismiques.

Dans l'ensemble, les activités géophysiques et géologiques ont été soutenues, mais elles ont surtout été réalisées dans le delta du Mackenzie, accusant un recul ailleurs.

Sud des Territoires du Nord-Ouest

En 2002, trois puits d'exploration ont été forés dans la région de Fort Liard, à l'est de la rivière Liard. Anadarko a foré le puits Netla A-68 sur des terres détenues par SDL13 en utilisant l'appareil de forage Akita n° 50. Le puits a été condamné à la profondeur totale de 2942 m. Les sociétés Paramount et Berkely ont entrepris et interrompu le forage du puits West Arrowhead C-02 sur EL383 jusqu'à 694 m en utilisant l'appareil Precision n° 55. Paramount a également foré le puits Bovie F-66 jusqu'à une profondeur totale de 3362 m sur l'anticlinal de Bovie en utilisant l'appareil Akita n° 58. Le forage a été suspendu.

La Paramount a en outre entrepris de nouveaux forages dans les collines Cameron pour délimiter des réserves de pétrole et de gaz à mettre en valeur. La société a eu recours par contrat à deux appareils de forage : Shetah n° 14 et Precision n° 117. Trois puits de développement (C-74, H-03 et I-73) et un puits d'exploration (N-28)

ont été forés vers des cibles situées à une profondeur de 1600 à 1700 mètres. Le puits N-28 a été terminé comme un puits à gaz.

Cinq programmes sismiques ont été réalisés dans le sud des T.N.-O., soit dans la région de Fort Liard et Nahanni Butte. Les sociétés Anadarko et Paramount ont exécuté deux levés 3D dans la région de Fort Liard. Paramount a également mené un programme 3D et 2D dans les collines Cameron.

En plus de ces activités exclusives, Explor Data Ltd. a réalisé un petit levé 2D sur une base non exclusive.

Au total, elles ont effectué des tirs sismiques 2D sur 329 km et des tirs sismiques 3D sur 1109 km en utilisant les services des entrepreneurs Veritas, Trace Exploration et Western Geco. Outre les levés sismiques, Fugro Airborne Surveys a exécuté un levé aéromagnétique non exclusif.

Partie centrale de la vallée du Mackenzie

En 2002, un seul puits a été foré dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Le forage du puits d'exploration EOG et al Devo Creek P-45 a atteint 2594 m sur EL401 en utilisant l'appareil de forage Akita n° 51. Ce puits répond à l'exigence du programme pour la première période couverte par ce permis.

Dans cette région, aucun programme géophysique ou géologique n'a été mis en oeuvre par l'industrie en 2002. Toutefois, la cinquième phase du levé aéromagnétique de la Commission géologique du Canada (CGC) couvrant le corridor du Mackenzie

a été réalisée sur une zone allant du plateau Peel (T.N.-O.) jusqu'au Yukon. Les données aéromagnétiques haute résolution faciliteront l'évaluation de la structure géologique et la mise en valeur des cibles potentielles pour l'exploration des hydrocarbures. Le dernier levé, exécuté au printemps de 2002, sur 28 400 kilomètres linéaires de cheminements et de lignes de contrôle par Fugro Airborne Surveys a été supervisé par la CGC. Les résultats ont été publiés dans les Dossiers publics 1538-1545 de la CGC.

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

Faisant suite aux activités de l'année précédente dans le détroit de Davis entre le Groenland et le Canada, la société de sismique sous-marine TGS-NOPEC est retournée faire des sondages sismiques 2D supplémentaires (200 km) dans les eaux canadiennes. Toujours durant la période estivale, cette société a réalisé un

deuxième programme de levés dans la mer du Labrador, au nord de l'île de Baffin.

Il n'y a pas eu d'exploration pétrolière et gazière au Nunavut ni au large du Haut Arctique. Seul un programme de retraitement des données sismiques a été autorisé.

Bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie

La région du delta du Mackenzie a connu une hausse importante de l'exploration en 2002. Après avoir effectué une rentrée et des essais, Petro-Canada a abandonné le puits Kurk M-15 sur EL395 qui avait été foré jusqu'à sa profondeur totale en 2001. Petro-Canada, en partenariat avec Devon Canada, a ensuite démarré le forage du puits Kugpik L-46 dans le cadre du même permis en utilisant l'appareil de forage Akita / Equetak n° 60. Le puits a été colmaté et suspendu à 3005 m.

Inversant les rôles, la Devon, en partenariat avec Petro-Canada, a terminé le forage d'un puits de délimitation à Tuk M-18 avec l'appareil de forage Akita / Equetak n° 63. Le puits a été foré jusqu'à 2962 m sur des terres inuvialuites; la société a par la suite annoncé qu'elle avait découvert des réserves de gaz établies entre 200 et 300 milliards de pieds cubes. Un puits voisin, Tuk B-02, considéré pour l'exploration, a été foré par la suite, mais il a été colmaté et abandonné.

Deux autres puits ont été forés à Mallik dans le delta du Mackenzie pour compléter un

permis existants. Un levé au large des côtes réalisé par Devon Canada a permis de

programme de forage de trois puits par Japex Canada Ltd. en collaboration avec la Commission géologique du Canada pour tester la capacité de production d'hydrates de gaz.

En 2002, on a mis en oeuvre quinze programmes sismiques dans la région du delta du Mackenzie, ce qui représente un accroissement de 50% l'activité déjà forte de l'hiver précédent. Ces programmes incluent neuf levés 3D dont quatre avaient une composante 2D ainsi que six autres levés 2D.

Des données sismiques 3D ont été enregistrées sur 2951 km et des données 2D sur 1613 km. Tous les levés étaient du type exclusif et visaient à évaluer les

terminer celui amorcé l'année permises existants. Un levé au large des côtes réalisé par Devon Canada a permis de terminer celui amorcé l'année précédente sous un permis extracôtier maintenant consolidé dans le puits EL420. Les entrepreneurs spécialisés en géophysique qui ont été engagés pour ces activités ont été Veri-Illuq Geophysical Ltd., Delta Trace et Western Geco.

La Western Geco a en outre entrepris des essais environnementaux pour étudier les effets des opérations sismiques dans le fleuve Mackenzie. À cela se sont ajoutés des études géologiques dans les montagnes Richardson, un échantillonnage géochimique et deux études environnementales sur le terrain.

EXPLOITATION ET PRODUCTION

La production de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2002 a diminué d'environ 19 % par rapport au sommet atteint l'an dernier, malgré la nouvelle production provenant de l'exploitation d'un champ dans les collines Cameron.

De nouveaux forages d'exploitation du champ Liard, effectués par Chevron

Canada et approuvés à la fin de 2002, sont censés relancer la production de ce champ important.

À la fin de l'année, cinq champs gaziers et un champ pétrolifère (Norman Wells) étaient en production. Parmi les champs gaziers, un (Ikhil) produit à des fins de consommation locale et quatre expédient le gaz au sud à partir des T.N.-O..

Le delta de Mackenzie

2002 Bilan de forage										
Nom du puits	LAT	LONG	CLASSE ¹	Profondeur du puits (m)	metres 2002 (m)	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux ²	Unité de forage	Permis de prospection ³
partie sud des Territoires du Nord-Ouest										
Anadarko Netla A-68	60.78539	-122.69414	EX	2035	2030	23/Feb/02	22/Mar/02	P&S	Akita 55	SDL013
Paramount Anadarko Bovie F-66	60.25551	-122.95943	EX	3370	3362	05/Jan/02	06/Apr/02	P&S	Akita 58	EL369
Paramount Anadarko Bovie J-76	60.26233	-122.98319	EX	3350	2847	22/Dec/01	27/Feb/02	SUSP	Akita 58	EL369
Paramount Berkley West Arrow head C-02	60.52003	-123.01956	EX	694	694	27/Dec/01	08/Jan/02	SUSP	Precision55	EL383
Paramount et al Cameron C-74	60.05371	-117.49087	DV	1626	1626	08/Mar/02	26/Mar/02	SUSP	Precision117	PL13
Paramount et al Cameron H-03	60.03993	-117.50214	DV	1662	1658	22/Feb/02	29/Mar/02	SUSP	Shehtah14	SDL103
Paramount et al Cameron I-73	60.04575	-117.47347	DV	1638	1623	08/Feb/02	20/Feb/02	SUSP	Shehtah14	PL04
partie centrale de la vallée du Mackenzie										
EOG et al Devo Creek P-45	65.41450	-127.62886	EX	2600	2594	05/Jan/02	15/Mar/02	SUSP	Akita51	EL401
delta du Mackenzie										
Devon PC Tuk B-02	69.35314	-133.01600	EX	3187	3173	17/Feb/02	16/Apr/02	P&A	Akita63	IN
Devon PC Tuk M-18	69.29739	-133.07628	DL	2962	2759	24/Dec/01	30/Mar/02	SUSP	Akita63E	IN
Japex/JNOC/GSC Mallik 3L-38	69.46064	-134.66156	autre	1188	689	25/Dec/01	08/Jan/02	P&A	Akita15	EL393
Japex/JNOC/GSC Mallik 4L-38	69.46132	-134.65970	autre	1188	1184	11/Jan/02	24/Jan/02	P&A	Akita/Equatak	EL393
Japex/JNOC/GSC Mallik 5L-38	69.46097	-134.66064	autre	1166	1162	25/Jan/02	14/Mar/02	P&A	Akita15	EL393
PC Anderson Kurk M-15	69.07682	-135.33302	EX	3093	3093	07/Jan/02	16/Feb/02	P&A	Akita15	EL395
PC Devon Kugpik L-46	68.92821	-135.45359	EX	3014	3005	11/Mar/02	25/Apr/02	P&A	Akita60	EL419
¹ Classe: EX=puits de prospection; DL=puits de délimitation; DV=puits de développement ² État des travaux: P&S= Bouché et suspendu; P&A= Bouché et abandonné; PR=production; I=injection SUSP=suspendu ³ Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestations de découverte importante; PAA= champs de pétrole Norman Wells, IN=terres Inuvialuits, PL=licence de production										

Ikhil (Code de gisement G005)

Le champ de gaz naturel Ikhil est exploité par AltaGas. Il se trouve dans le delta du Mackenzie, à 50 km au nord d'Inuvik, dans les T.N.-O. Découvert en 1983, le champ est demeuré inexploité jusqu'en 1999. Le gisement est situé dans les sables Taglu (formation de Reindeer) d'âge éocène à une profondeur d'environ 1100 m. Le gaz est acheminé vers Inuvik grâce à un gazoduc enfoui de 1 2 0 m m (6 p o) d e

diamètre, où il sert à produire de l'électricité et à approvisionner la ville.

En 2002, la production a été de $14,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (0,5 milliard de pieds cubes - Gpi³) la production cumulative totalisant $42,3 \times 10^6 \text{ m}^3$ (1,5 Gpi³). Le champ produit à partir de deux puits (K-35 et J-35). Les pointes de production annuelle qui ressortent clairement correspondent à la demande locale élevée durant les mois d'hiver.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Norman Wells (Code de gisement G001)

Le champ pétrolifère Norman Wells, exploité par Imperial Oil Resources, s'étend en dessous du fleuve Mackenzie à une latitude de 65°20'N. Le gisement est un récif de la formation de Kee Scarp dévonienne. Le champ est le point de départ de l'oléoduc de Norman Wells.

En 2002, la production a été de 1375×10^3 m³ (8,6 millions de barils). À la fin de 2001, la production cumulative du champ de Norman Wells avait atteint $33,5 \times 10^6$ m³ (210,7 millions de barils). Le gaz en solution produit avec le pétrole sert à alimenter les installations en combustible et injecté.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Pointed Mountain (Code de gisement G003)

Ce champ a cessé ses opérations à partir d'octobre 2001 et tout au long de 2002.

CNRL à Fort Liard (puits P-66A) (Code de gisement G008)

Le champ a fermé au cours de l'année 2002.

Chevron à Fort Liard (puits K-29) (Code de gisement G007)

Le champ exploité par Chevron Canada se trouve dans les collines situées au nord-ouest de Fort Liard (T.N.-O.) et à l'ouest de la rivière Liard. Le gisement de gaz est situé dans la formation dévonienne de Nahanni, dans une structure des contreforts à environ 3000 m de profondeur. Le gaz est légèrement acide et il est transporté à l'aide d'un pipeline de 46 km de longueur jusqu'aux installations de BP Canada Energy à Pointed Mountain, où il rejoint le terminal actuel du réseau de pipelines de la Westcoast.

Puits N-01 de Paramount au sud-est de Fort Liard (Code de gisement G009)

La production annuelle a été de $61,9 \times 10^6$ m³ (2,2 Gpi³) et les taux de production du seul puits dans le champ ont été soutenus tout au long de l'année. À la fin de l'année, la production cumulative du champ était de $95,1 \times 10^6$ m³ (3,4 Gpi³).

Une canalisation d'évacuation de l'eau relie le champ au puits O-80 de Mackay Lake. Trois puits sont maintenant en service sur ce champ (K-29, M-25 et F-25A). La production totale du champ en 2002 a été de $834,1 \times 10^6$ m³ (29,4 Gpi³) et la production cumulative du champ à la fin de 2002 était de $2537,8 \times 10^6$ m³ (89,6 Gpi³). Vers la fin de 2002, les taux de production ont été réduits pour stabiliser la production croissante d'eau. La production du champ à la fin de l'année a été d'environ la moitié du débit de pointe de la fin de 2001.

Paramount à Fort Liard (puits F-36) (Code de gisement G006)

Ce champ, exploité par Paramount Resources, est situé à 25 km au sud-est de Fort Liard (T.N.-O.). Le gaz est extrait de la formation de Mattson, datant du mississippien, à environ 2000 m de profondeur.

Le gaz est acheminé vers le sud à l'aide d'un gazoduc de 324 mm (12 po) de diamètre et de 24 km de longueur (le gazoduc Shiha), jusqu'à une usine

de traitement située près du lac Maxhamish (Colombie-Britannique).

Deux puits (F-36 et O-35) étaient en production à la fin de 2002. La production de 2002 a totalisé $38,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (1,4 Gpi³) pour une production cumulative totale de $177,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ (6,3 Gpi³). La production de ce champ a diminué progressivement au cours de l'année.

Production de pétrole et de gaz

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Production de pétrole (en milliers de m ³)						
Norman Wells ¹ (G001)	1 584,6	1 561,7	1 549,1	1 434,3	1 432,2	1 375,4
Cameron Hills (G010)	-	-	-	-	-	1,1
Total	1 584,6	1 561,7	1 549,1	1 434,3	1 432,2	1 376,5
Production de gaz (en millions de m ³)						
Norman Wells ¹ *(G001)	135,5	132,8	126,5	125,6	130,20	123,3
Pointed Mountain (G003)	33,9	25,2	21,0	17,1	9,10	champ a cessé
Ikhil (G005)	-	-	3,3	10,0	13,20	14,8
Paramount Fort Liard (G006-"F-36")	-	-	-	66,3	71,80	38,8
Chevron Fort Liard (G007 - "K-29")	-	-	-	490,1	1 213,6	834,1
CNRL Fort Liard (G008 - "P-66A")	-	-	-	60,1	1,8	champ a fermé
Paramount South East Fort Liard (G009-"N-01")	-	-	-	-	33,2	61,9
Cameron Hills (G010)	-	-	-	-	-	124,1
Total	169,4	158,0	150,8	769,2	1 472,9	1 197,0

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

Nouveau Champ mis en Service dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest

Les collines Cameron de Paramount (Code de gisement G010)

Les collines Cameron sont situées dans la partie sud des T.N.-O., immédiatement au nord du 60° parallèle et à l'ouest de la route du Mackenzie. Une phase de forage exploratoire à la fin des années 1980 et au début des années 1990 a permis de découvrir du pétrole et du gaz naturel. Bien qu'un plan d'exploitation centré sur la production de pétrole ait été présenté en 1991, l'exploitation n'a pas eu lieu à ce moment-là.

En novembre 2000, Paramount Resources Limited et Marathon Canada Limited ont déposé un plan d'exploitation modifié visant la production de pétrole et de gaz naturel dans les collines Cameron. Le 9 janvier 2002, l'Office national de l'énergie a approuvé le plan

d'exploitation modifié des demandeurs, sous réserve de l'autorisation du gouverneur en conseil de la première partie du plan. Le décret accordant l'autorisation (C.P. 2002-64) a été pris le 25 janvier 2001. Trois puits de pétrole et deux puits de gaz naturel ont produit de petites quantités de pétrole et de gaz naturel en mars, et la production commerciale de gaz naturel partir de six puits a débuté sérieusement en avril. À la fin de l'année, la production cumulative de gaz naturel avait atteint $124,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ (4,4 Gpi³) et provenait de l'exploitation de cinq puits de production. Le gaz naturel est acheminé par un gazoduc de petit diamètre sur 15 km jusqu'à une usine centrale de traitement située près du lac Bistcho, en Alberta.

REDEVANCES

Les redevances de l'industrie pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se chiffraient à 24 163 942 \$ pour l'année civile 2002, soit une légère baisse de 9,4%, ou de 2 506 493 \$, relativement à celles de 2001. Cette baisse est attribuable en partie à la réduction des prix de vente relativement aux prix de 2001 en plus du ralentissement de la production lié aux petits gisements et un épuisement agressif des gisements par la suite.

Il est à noter que les redevances perçues sont nettes de tout solde d'investissement de crédit de redevances (ICR), que les sociétés doivent épuiser avant de payer les redevances. Tandis que les sociétés

poursuivent l'exploration et demandent l'approbation de dépenses qui contribuent à leurs réserves d'ICR, on prévoit que les redevances payables resteront modestes relativement à l'activité, jusqu'à ce qu'une infrastructure soit en place dans le delta du MacKenzie, ce qui permettra une production considérable de réserves d'hydrocarbures autrement sous-utilisées.

La Première nation du Sahtu et la Première nation des Gwich'in ont reçu une part équivalente des redevances, conformément aux dispositions de partage des redevances des ententes de règlement de leurs revendications territoriales.

L'administration des redevances demeure un processus évolutif, compte tenu du fait que nous n'en sommes encore qu'aux premiers stades de la mise en oeuvre des lois, des règlements et des lignes directrices, y compris les formulaires utilisés pour la déclaration des redevances. Nous avons acquis une expérience utile au cours des dernières années et, au stade où nous en sommes, la modernisation et la rationalisation des règlements et de l'administration des redevances s'imposent.

Vers le milieu de 2002, la Direction du pétrole et du gaz du Nord a entrepris deux études simultanées,

- i) l'examen des lois, règlements et lignes directrices relatifs aux redevances et
- ii) celui du processus de garantie du versement intégral des redevances.

Des rencontres préliminaires ont déjà eu lieu avec l'industrie; c'est la première étape de l'élaboration d'exposés et d'options dont nous discuterons avec les intervenants, qui comprennent l'industrie,

les groupes autochtones du Nord, les gouvernements du Nord et les associations pétrolières. Nous prévoyons que ces exposés seront prêts d'ici avril 2003.

Au cours de l'année 2002, la Direction du pétrole et du gaz du Nord a trouvé une solution provisoire pour la préparation de soumissions que l'industrie peut présenter par voie électronique, à l'aide d'un logiciel de chiffrier électronique et de cahiers d'exercices. Cette solution nous a permis d'acquérir une expérience qui nous aidera à dresser un plan stratégique officiel. Ce plan constituera une assise pour l'élaboration de l'infrastructure nécessaire à l'enregistrement, la gestion, l'administration et la prévision électroniques des redevances.

La Direction du pétrole et du gaz du Nord se réjouit d'avance à la perspective de relever les défis que présentent la rationalisation et la modernisation d'un régime législatif, réglementaire et administratif des redevances qui encouragera et appuiera la mise en valeur du pétrole et du gaz dans le Nord.

Recettes pétrolières et gazières perçues (en \$)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Redevances *	9 887 982	6 967 456	7 138 169	13 433 264	24 656 709	21 751 369
Loyers	7 818	7 818	3 245	2 800	993	2 621
Droits d'enregistrement et d'attribution	22 464	2 052	16 766	51 589	12 733	17 800
Garanties d'exécution des travaux confisquées	0	0	289 874	1 342 385	0	2 392 150
Total	9 918 264	6 977 326	7 448 054	14 830 038	24 670 435	24 163 940

* Les redevances perçues sont nettes de tout solde d'investissement de crédit de redevances
(1 210 473 \$ en 2002)

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Veillez consulter d'abord notre site Web! www.ainc-inac.gc.ca/pétrole

De nombreuses sources d'information sur les questions touchant le pétrole et le gaz, l'environnement et l'utilisation des terres se trouvent au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'ajouter à l'**adresse postale** générale du ministère le nom de la personne ressource compétente, indiqué ci-après.

Adresse **postale** :

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes
et du Nord canadien
OTTAWA (Ontario) K1A 0H4
Canada

Adresse de messagerie seulement :

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

Information sur le régime de gestion des ressources, les appels de demandes de désignation, les appels d'offres et toute autre information connexe : Attribution des droits et politiques, téléphone : (819) 953-8529.

Information sur les procédures et les règlements concernant l'enregistrement, l'exploration, les attestations de découverte importante et les licences de production, les transferts, les avis et les cartes : gestionnaire des droits / registraire, téléphone : (819) 953-8490.

Information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques : géologue pétrolier principal, téléphone : (819) 953-8722.

Information sur les exigences concernant les plans de retombées économiques liés aux nouveaux programmes d'exploration terrestre dans les Territoires du Nord-Ouest : bureau régional du ministère dans les T.N.-O., téléphone : (867) 669-2618; en rapport avec les programmes d'exploration au Nunavut et dans les régions extracôtières du Nord canadien : Direction du pétrole et du gaz du Nord, téléphone : (819) 994-0348.

Information sur les politiques touchant les redevances et les déclarations de redevances : gestionnaire, Administration de la politique financière et des redevances, téléphone : (819) 953-9488.

Division de L'Exploitation Pétrolière et des Avantages

Bureau régional des Territoires du Nord-Ouest
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
4914 - 50^e Rue, B.P. 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'historique des puits;
- Direction générale 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

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 :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
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