



Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 1996

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

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

Publié avec l'autorisation de
l'honorable, Jane Stewart, c.p., députée,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 1997

© Ministre des Approvisionnement et Services Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas – Annual Report 1996

À Son Excellence
Le très honorable Roméo Leblanc
Gouverneur général du Canada

Monsieur le Gouverneur général,

J'ai l'honneur de vous présenter, conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le rapport annuel intitulé Pétrole et gaz du Nord pour l'année calendrier qui se termine le 31 décembre 1996.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Gouverneur général, l'assurance de ma très haute considération.

Jane Stewart, c.p., députée

Terres domaniales du Nord canadien




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

Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord	3
Bilan des ressources découvertes	4
Ressources pétrolières et gazières du Nord	5
Gestion du pétrole et du gaz	
Attribution des droits	6
Retombées économiques	6
Mesures environnementales	6
Fonds pour l'étude de l'environnement	6
Dépenses de prospection et redevances	7
Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz	7
Exploitation et production	
Norman Wells	8
Tableau de production de pétrole et de gaz	8
Pointed Mountain	9
Kotaneelee	9
Bent Horn	9
Résumé statistique	
Bilan des activités	10
Recettes pétrolières et gazières perçues	10
Portefeuilles fonciers	11
Permis de prospection attribués avant 1996	12
Permis de prospection attribués en 1996	13
Bilan des activités pour la partie continentale des Territoires	14
Bilan des activités pour le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort	15
Bilan des activités pour les îles de l'Arctique et la zone extra côtière de l'Est de l'Arctique ..	15
Bilan des activités de forage	16
Bilan des activités d'abandon de puits	17
Sources d'information	
Direction du pétrole et du gaz du Nord	18
Sources additionnelles	19
Cartes	
Terres domaniales du Nord canadien	1

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord

Au cours de la dernière année, s'est poursuivie la réouverture graduelle des terres domaniales du Canada au nord de 60° à la prospection pétrolière et gazière, réouverture dont le rythme est dicté par des consultations régulières auprès des collectivités et la participation de ces dernières aux décisions touchant leurs aspirations économiques.

Un des faits marquants de l'année a été le démarrage, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, du premier nouveau puits d'exploration depuis longtemps. Le forage est assujéti aux conditions des nouveaux permis délivrés en 1995. Les résultats seront communiqués l'année prochaine.

Le Ministère étudie la possibilité de modifier l'année de rapport, qui correspond actuellement à l'année civile, pour la faire coïncider avec le cycle d'attribution des droits (du 1^{er} juin au 31 mai) de telle sorte que les résultats des principales activités annuelles, comme le forage effectué en hiver, puissent être rapportés en temps opportun.

Les activités pétrolières et gazières au sud du 60° parallèle, particulièrement au nord-est de la Colombie-Britannique, ont eu un effet d'entraînement sur l'intérêt et le niveau d'activité au nord de 60° N. D'autres facteurs ont contribué au regain d'intérêt, notamment l'attribution des droits, un régime de redevances qui tient compte des profits, une réduction des coûts attribuable à la technologie et le soutien accordé aux activités de prospection et d'exploitation par les collectivités autochtones, qui bénéficient d'une augmentation du nombre d'emplois et des possibilités d'affaires.

Le cycle d'attribution des droits, commencé en

1995 par deux demandes de désignation, l'une pour le centre de la vallée du Mackenzie et l'autre pour le sud des Territoires du Nord-Ouest (la région de Fort Liard), a donné lieu à deux appels d'offres. Le Ministère a reçu des soumissions pour des travaux d'une valeur totale de 29 660 131 \$ relativement à onze des treize parcelles désignées, ce qui représente une superficie totale de 520 344 hectares. Cinq permis de prospection ont été délivrés dans le centre de la vallée du Mackenzie et six dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. (Détails au tableau de la page 13.)

En 1996, deux demandes de désignations ont été lancées : une pour la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, et l'autre pour la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest. La demande de désignation concernant la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie n'a donné lieu à aucune demande spéciale alors que celle pour la vallée centrale du Mackenzie a été suivie d'un appel d'offres visant onze parcelles totalisant environ 1 070 572 hectares. La date limite de réception des offres est le 1^{er} mai 1997.

On a poursuivi le processus qui consiste à échanger quatre anciens permis d'exploration pour la région du cap Bathurst contre des permis de prospection visant la région du delta du Mackenzie. Le cap Bathurst est situé sur des terres pour lesquelles les Inuvialuit avaient obtenu un titre, y compris les droits d'exploitation du sous-sol, aux termes de la Convention définitive des Inuvialuit (CDI) signée en 1984. L'échange permet au gouvernement de respecter les engagements pris dans le cadre de la CDI et de traiter équitablement les droits d'exploration de l'industrie. Les échanges seront finalisés en janvier 1997.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1996	
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,1
Nombre de permis en vigueur	165
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	
Permis délivrés en 1996	11
Bilan des ressources découvertes : gaz naturel	811
(estimations initiales de réserves récupérables en milliards de mètres cubes)	
Bilan des ressources découverte : pétrole brut	345
(estimations initiales de réserves récupérables en millions de mètres cubes)	
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	607
Production de pétrole (en milliers de mètres cubes)	1671
Dépenses de prospection, mise en valeur et production, et abandon (millions de \$)	50
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de \$)	14,6
(Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées)	

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

Ressources pétrolières et gazières du Nord

Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que dans l'archipel arctique (y compris au large de l'Arctique oriental) sont estimées à environ 345 millions de mètres cubes de pétrole et 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

En l'absence de nouvelles découvertes, l'estimation des ressources totales restantes diminue à mesure que se poursuit l'exploitation des champs. À la fin de 1996, on estimait que Nord renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole classique et 26 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel. L'importance des bassins du Nord est encore plus évidente quand on tient compte des ressources non découvertes en pétrole et en gaz classiques (voir le tableau). On estime en effet que le Nord renferme approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en pétrole et en gaz classiques du Canada.

Le tiers du Nord canadien (au nord de 60°N) est couvert de roches sédimentaires. Il renferme des bassins sédimentaires majeurs

dont le potentiel pétrolier a été démontré : la partie continentale des territoires comprise entre le bouclier précambrien à l'est et les montagnes à l'ouest (il s'agit en fait de la partie septentrionale du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien) ; la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort (bassin sédimentaire de Beaufort/Mackenzie) ; et l'archipel arctique (bassin de Sverdrup et bassin franklinien).

À l'extrême nord-ouest, du pétrole et du gaz ont été découverts dans la plaine Eagle au Yukon ; à l'est, des ressources en gaz et en condensat ont été trouvées sur la plate-forme continentale au sud-est de l'île de Baffin. Entre ces deux régions, il existe de nombreux bassins et sous-bassins qui ont un potentiel pétrolier mais qui ont été peu explorés jusqu'à maintenant.

La production de pétrole et de gaz naturel est faible dans le Nord, comparée à celle qui se fait au sud. Jusqu'à maintenant, le pétrole a été extrait en majeure partie du champ de Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie (et accessoirement du petit champ de Bent Horn situé dans l'archipel arctique). Présentement, on extrait du gaz de deux champs situés non loin de la frontière de la Colombie-Britannique.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*				
	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	25%	38%	26%	40%

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Deux appels d'offres lancés à l'automne 1995 ont pris fin en 1996. Dans le premier cas (centre de la vallée du Mackenzie, date de clôture : 26 mars 1996), des soumissions d'une valeur cumulative de 9 343 000 \$ ont été acceptées pour les cinq parcelles offertes. Cinq permis de prospection ont été attribués pour environ 375 087 hectares situés au nord-ouest de Fort Good Hope et entre Norman Wells et Fort Norman. Pour ce qui est de l'autre appel d'offres (sud des Territoires du Nord-Ouest, date de clôture : le 9 avril 1996), des soumissions d'une valeur totale de 20 317 131 \$ ont été reçues pour six des huit parcelles offertes et six permis de prospection ont été accordés.

En 1996, une demande de désignations a été lancée pour la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest ; elle visait des parcelles situées dans le centre de la vallée du Mackenzie. Des demandes totalisant 1 070 572 hectares ont été reçues pour onze parcelles. Un appel d'offres visant ces onze parcelles a été lancé le 30 novembre 1996 et clôturera le 1^{er} mai 1997.

La demande de désignations annuelle pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort a également été lancée en janvier 1996. À la date de clôture, le 12 avril 1996, aucune nouvelle demande n'avait été reçue.

Retombées économiques

Le promoteur d'un projet d'exploration et de mise en valeur dans le Nord doit assurer aux résidents du Nord la possibilité de bénéficier des emplois disponibles, leur offrir de la formation et des occasions d'affaires et donner la priorité aux personnes qualifiées habitant dans la région. La réouverture graduelle de la

partie continentale des Territoires du Nord-Ouest à la prospection pétrolière et gazière commence à générer des emplois et des occasions d'affaires pour les collectivités nordiques. La collectivité de Fort Liard, en particulier, a vu son nombre d'emplois augmenter sensiblement grâce à la prospection pétrolière et gazière. Les collectivités du Sahtu qui vivent à Fort Norman et à Norman Wells commencent eux aussi à sentir les retombées économiques de la reprise des travaux de prospection.

Mesures environnementales

Avant de lancer une demande de désignations, le gouvernement procède à consulter à ce propos les Premières nations, afin de déterminer les aires à protéger, notamment celles auxquelles les Autochtones sont attachés pour des raisons culturelles. Ces zones sont ensuite exclues des terres admissibles à la désignation, ou encore leur utilisation est assujettie à certaines conditions au moment de l'autorisation des travaux. La question environnementale est également prise en compte dans l'attribution des permis d'utilisation des terres et d'exploitation de l'eau.

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

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance les études sociales et environnementales liées à la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Ce programme est financé par les frais que paient les titulaires de droits sur les terres domaniales. Il n'y a pas eu de frais perçus depuis 1994, aucun projet n'ayant été lancé au cours des quatre dernières années.

Depuis la création du FEE en 1983, ses administrateurs ont publié 130 rapports disponibles à l'Office national de l'énergie. Quatre études déjà entamées seront publiées d'ici le milieu de 1997.

Dépenses de prospection et redevances

En 1996, les dépenses de prospection pétrolière et gazière dans le Nord se sont chiffrées à environ 33 millions de dollars. Depuis que l'attribution de droits de prospection a repris en 1994, les dépenses qui se chiffraient à 5 millions de dollars en 1994 ont augmenté graduellement. Le tableau sur cette page comprend les sommes d'argent engagées pour l'abandon de puits, ces montants étant traités séparément des dépenses de prospection.

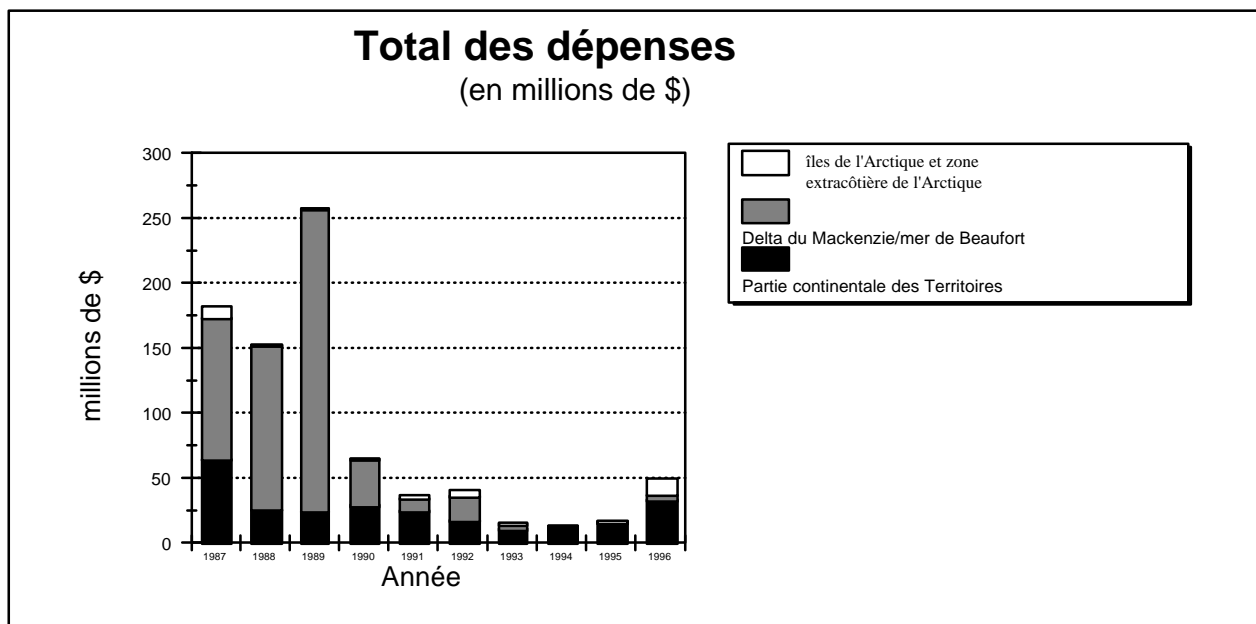
Les redevances prélevées auprès de l'industrie sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont chiffrées à environ 14 millions de dollars en 1996. De ce montant, les Premières nations du Sahtu et les Gwich'in

ont reçu 240 000 \$ chacun en vertu des clauses de partage des redevances contenues dans les conventions sur le règlement des revendications territoriales.

Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz

En mai 1993, le gouvernement fédéral et le gouvernement territorial du Yukon ont signé l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz, qui cède au Yukon la responsabilité de l'administration et de la réglementation de la prospection et de la mise en valeur du pétrole et du gaz dans ce territoire. Le Yukon exercera un pouvoir de type provincial une fois que les gouvernements auront donné le feu vert à la mise en oeuvre de l'accord.

Le projet de loi C-50, la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz*, a été déposé à la Chambre des communes le 14 juin 1996. Une fois adopté par le Parlement, l'accord sera mis en oeuvre.



EXPLOITATION ET PRODUCTION

Norman Wells

Norman Wells est situé au centre de la vallée du Mackenzie, juste au sud du cercle polaire arctique et à distance à peu près égale de la mer de Beaufort et de la frontière de l'Alberta. Le champ est le quatrième plus grand producteur de pétrole au Canada pour ce qui est des réserves restantes. On a déjà exploité un peu plus de la moitié des ressources ultimes de $37,5 \times 10^6$ mètres cubes (236 millions de barils). Le champ, exploité à plein rendement, produit 4 800 mètres cubes par jour. Le pétrole est acheminé dans des tuyaux de 30 cm (12 pouces), sur une distance de 866 km, jusqu'à Zama, en Alberta. La petite raffinerie ouverte à Norman Wells en 1930 a été démolie par la Compagnie pétrolière Impériale Ltée en 1996.

En 1995, on a entrepris l'exploitation de réserves périphériques en forant des puits horizontaux ; les activités ont pris fin en 1996. Cette année, six puits se sont ajoutés aux trois forés en 1995. À l'heure actuelle, quatre puits produisent du pétrole et les autres sont utilisés pour l'injection.

On s'attend à ce que cette production additionnelle ajoute quelque 300 mètres cubes par jour à la production totale.

En 1996, on estimait la production de pétrole à Norman Wells à $1,632 \times 10^6$ mètres cubes et celle de gaz naturel à $132,4 \times 10^6$ mètres cubes. La production de 1996 a légèrement chuté par rapport à l'année précédente et l'on s'attend à ce que ce déclin, observé au cours des cinq dernières années, se poursuive.

La découverte de pétrole à Norman Wells remonte à 1920. L'exploitation du champ a connu un ralentissement dans les années 40 à cause du projet Canol d'approvisionnement en pétrole lié à l'effort de guerre dans le Pacifique. C'est à un projet d'expansion beaucoup plus ambitieux, entrepris en 1983, qu'on doit la construction d'un pipeline en direction du sud, jusqu'en Alberta. Norman Wells était le premier et reste le seul projet important d'exploitation d'hydrocarbures au nord de 60° N au Canada.

Production de pétrole et de gaz					
	1992	1993	1994	1995	1996
Production de pétrole (en milliers de m³)					
Norman Wells	1 850,0	1790,0	1730,0	1697,6	1631,8
Bent Horn	28,2	56,9	52,9	35,3	39,6
Total	1 878,2	1 846,9	1782,9	1732,9	1671,4
Production de gaz (en millions de m³)					
Pointed Mountain	86,7	99,6	63,6	65,9	47,2
Norman Wells	128,0	133,6	123,9	129,8	132,4
Kotanelee	506,9	492,3	471,1	442,9	427,5
Total	721,6	725,5	658,6	638,6	607,1

Pointed Mountain

Le champ de gaz de Pointed Mountain est situé dans les Territoires du Nord-Ouest à 45 km de la frontière de la Colombie-Britannique. Le gaz brut est acheminé vers le sud dans un pipeline d'un diamètre de 50 cm jusqu'à Fort Nelson, en Colombie-Britannique. En 1996, la production a été de $47,2 \times 10^6$ mètres cubes ($1,69 \times 10^9$ pieds cubes), ce qui correspond à une chute de 28 % par rapport aux montants de 1995.

Kotaneelee

Le champ de gaz naturel de Kotaneelee est situé dans le sud-est du Yukon, à environ 12 km au nord de la frontière avec la Colombie-Britannique. La production a repris en février 1991 après un arrêt de 11 ans. La production de gaz naturel pour 1996 a été évaluée à $427,5 \times 10^6$ mètres cubes ($1,51 \times 10^{10}$ pieds cubes), ce qui représente un déclin de 4 % par rapport à l'année précédente. Le gaz provenant de ce champ rejoint le gazoduc de gaz brut de Pointed Mountain qui se dirige vers le sud, jusqu'à Fort Nelson (C.-B.) .

Bent Horn

La production totale de pétrole du champ de Bent Horn, sur l'île Cameron, dans îles de l'Arctique, s'est chiffrée à quelque $39,6 \times 10^6$ mètres cubes en 1996. En tout, $24,4 \times 10^3$ mètres cubes (153×10^3 barils) ont été expédiés de l'île Cameron durant l'été sur le M.V. Arctic, un pétrolier à double-coque. Au début de 1996, l'exploitant, Panarctic Oils Ltd., a annoncé son intention de cesser ses activités au champ de Bent Horn. À la fin de l'année, les puits avaient été abandonnés et la démolition des installations de production était fort avancée. Une quantité limitée de pétrole encore stockée dans des réservoirs sera expédiée au cours de la prochaine saison d'exploitation.

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. On trouve également une ventilation par région.

Les données statistiques relatives à la prospection, à l'exploitation, au bilan des ressources découvertes, et à la production ont été fournies par l'Office national de l'Énergie.

Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (les totaux ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats.

Les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Bilan des activités					
	1992	1993	1994	1995	1996
Permis délivrés	5	2	0	10	11
Puits entamés	2	0	0	3	7
Mètres forés	2560	0	0	4850	12 677
Puits terminés	2	0	4	0	6
Travaux géophysiques effectués	4	2	0	3	15
Levés de sismique-réflexion (en km)	5822	340	0	698	922
Mois-installation de forage	2	0	0	3	5

Recettes pétrolières et gazières perçues (\$)					
	1992	1993	1994	1995	1996
Redevances	8 717 685	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952
Loyers	25 755	25 755	7 818	7 818	7 525
Droits d'enregistrement et d'attribution	2 348	886	17 897	4 621	14 907
Garanties d'exécution des travaux confisquées	0	0	1 050 119	10 576 840	649 000
Total	8 745 788	7 102 503	8 531 056	18 223 263	14 639 384

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Portefeuilles fonciers					
	1992	1993	1994	1995	1996
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	2	0	0	10	11
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	3	2	0	0	0
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	5	2	0	10	11
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	53	53	53	63	74
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	73	73	72	69	68
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	149	149	148	155	165
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0 ^{*1}	0	0	0,3	0,5
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0 ^{*1}	0 ^{*1}	0	0	0
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0^{*1}	*1 0	0	0,3	0,5
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0 ^{*1}	0	0	0	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0,2	0 ^{*1}	0 ^{*1}	0,1	0,1
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0,2	0	0^{*1}	0,1	0,1
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,2	0,2	0,2	0,5	1,0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Total	2,6	2,6	2,6	2,8	3,2

*¹ Moins de 0,1 million d'hectares.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués avant 1996							
	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)			Dépenses prévues dans la soumission	Emplacement*
			Entrée en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration		
PP 297	931 640	Sceptre	1986.07.15	n/a	1998.07.14		Est de l'Arctique
PP 317 ^{*1}	175 810	Pembina	1986.10.05	n/a	n/a		DM\MB
PP 329 ^{*1}	349 982	Amoco	1987.09.05	n/a	n/a		DM\MB
PP 344 ^{*2}	7 787	Imperial Oil	1987.06.01	n/a	n/a		DM\MB
PP 355 ^{*2}	15 351	Imperial Oil	1990.08.01	n/a	n/a		DM\MB
PP 362	20 918	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 838 075 \$	Cont.-M.
PP 363	9 864	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	3 529 000 \$	Cont.-M.
PP 364	13 357	Amoco	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 278 934 \$	Cont.-M.
PP 365	20 635	Ocelot	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 500 000 \$	Cont.-M.
PP 366	11 839	Chevron	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 201 200 \$	Cont.-M.
PP 367	24 382	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 768 600 \$	Cont.-M.
PP 368	23 085	Paramount	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	2 800 000 \$	Cont.-M.
PP 369	25 737	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	8 765 580 \$	Cont.-M.
PP 371	75 196	Foxboro	1995.06.08	2000.06.07	2004.06.07	1 150 000 \$	Cont.-C.V.M.
PP 372	88 693	Ranger Oil	1995.05.18	1999.05.17	2003.05.17	3 215 000 \$	Cont.-C.V.M.

*Emplacement : DM\MB = Delta du Mackenzie et mer de Beaufort.
 Cont.-C.V.M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - Le partie centrale de la vallée du Mackenzie.
 Cont.-M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale.

^{*1} Assujetti à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

*2 Prolongé en raison d'une demande d'attestation de découverte importante.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués en 1996							
	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)			Dépenses prévues dans la soumission	Emplacement*
			Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration		
PP 373	99 560	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 226 000 \$	Cont.-C.V.M.
PP 374	138 170	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 042 000 \$	Cont.-C.V.M.
PP 375	3 508	Murphy Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	2 806 000 \$	Cont.-C.V.M.
PP 376	86 156	Canadian 88	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	1 200 000 \$	Cont.-C.V.M.
PP 377	47 693	Ranger Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	3 069 000 \$	Cont.-C.V.M.
PP 378	23 145	Husky Oil	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	3 154 000 \$	Cont.-M.
PP 379	24 420	Norcen Energy	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	6 388 731 \$	Cont.-M.
PP 380	25 606	Paramount	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	2 200 000 \$	Cont.-M.
PP 381	21 236	Unocal Canada	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	6 250 000 \$	Cont.-M.
PP 382	25 335	Ocelot Energy Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	1 100 000 \$	Cont.-M.
PP 383	25 515	Shell Canada Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	1 224 400 \$	Cont.-M.

*Emplacement : DM\MB = Delta du Mackenzie et mer de Beaufort.
 Cont.-C.V.M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - Le partie centrale de la vallée du Mackenzie.
 Cont.-M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités pour la partie continentale des Territoires					
	1992	1993	1994	1995	1996
Puits entamés					
de découverte et de délimitation	0	0	0	0	1
de développement	0	0	4	3	6
Total	0	0	4	3	7
Puits terminés* 1					
de découverte et de délimitation	0	0	0	0	0
de développement	0	0	4	3	6
Total	0	0	4	3	6
Mètres forés					
Puits de découverte/de délimitation	0	0	0	0	1 309
Puits de développement	0	0	0		11 368
				4850	
Installations de forage en exploitation	0	0	0	1	2
Travaux géophysiques effectués					
Levés de sismique-réflexion (en km)	1 1867*2	1 55	0 0	8 698	15*3 921,5*2
Dépenses engagées (en millions de \$)					
Travaux géophysiques et géologiques	1,1	0,5	0	10,5	20,7*5
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	7,7	4,9	0	0	0
Forage de développement	0	0	4	5,9	12,4
Installations de production	8,6	5,6	8,8	0	0
Abandons de puits	0	0	0	0,07	0,15*4
Total des dépenses (en millions de \$)	17,4	11,1	12,8	16,47	33,25

*1 Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent généralement exclusivement en hiver, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

*2 Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*3 Inclut trois programmes magnétiques aéroportés et deux programmes de réinterprétation.

*4 Un puits dans les Territoires du Nord-Ouest.

*5 Comprend deux programmes géologiques.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités pour le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort					
	1992	1993	1994	1995	1996
Puits entamés					
de découverte et de délimitation	2	0	0	0	0
Puits terminés* ¹					
de découverte et de délimitation	2	0	0	0	0
Mètres forés					
Puits de découverte/de délimitation	2560	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	1	0	0	0	0
Taux d'exploitation (mois d'installations de forage)	2	0	0	0	0
Travaux géophysiques effectués	3	1	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	3955* ²	285	0	0	0
Dépenses engagées (en millions de \$)					
Travaux géophysiques et géologiques	8,8	4	0	0	0
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	10,1	0	0	0	0
Abandons de puits	nd	nd	nd	0,04	3,5* ³
Total des dépenses (en millions de \$)	18,9	4	0	0,04	3,5

*¹ Dans la mer de Beaufort, où les activités sont saisonnières et où il faut parfois consacrer plusieurs saisons à forer un puits, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale.

*² Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*³ Dix puits ont été abandonnés dans le delta du Mackenzie.

Bilan des activités pour les îles de l'Arctique et la zone extra côtière de l'est de l'Arctique					
	1992	1993	1994	1995	1996
Dépenses engagées (en millions de \$)					
Travaux géophysiques et géologiques	0	0,4	0	0	0
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	4,2	nd	0	0	0
Installations de production	0	0	0	0	0
Abandons de puits	0,2	0	0	0,1	13,0*
Total des dépenses (en millions de \$)	4,4	0,4	0	0,1	13,0

*Coûts estimés pour l'abandon de quatre puits dont deux à Bent Horn.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités de forage			
Nom du puits	Coordonnées Latitude/Longitude	Activités/ État des travaux	Profondeur totale
Partie continentale des Territoires			
Imp Norman Wells F-52X	65°16'19" N. / 126°50'49" O.	Achevé : puits de production ; démarrage 1996.01.01 ; retrait des installations de forage 1996.02.19 (Shehtah #1)	2000 m
Imp Norman Wells H-52X	65°16'19.3" N. / 126°50'48.7" O.	Achevé : puits d'injection ; démarrage 1996.02.25 ; retrait des installations de forage 1996.04.01 (Shehtah #1)	2059 m
Imp Norman Wells P-48X	65°15'11.16" N. / 126°52'13.48" O.	Achevé : puits d'injection ; démarrage 1996.04.14 ; retrait des installations de forage 1996.05.09 (Shehtah #1)	1845 m
Imp Norman Wells M-50X	65°15'19.30" N. / 126°51'46.73" O.	Achevé : puits de production ; démarrage 1996.06.14 ; retrait des installations de forage 1996.07.09 (Shehtah #1)	1880 m
Imp Norman Wells L-52X	65°15'37.37" N. / 126°51'08.24" O.	Achevé : puits d'injection ; démarrage 1996.07.29 ; retrait des installations de forage 1996.08.15 (Shehtah #1)	1612 m
Imp Norman Wells J-52X	65°15'37.37" N. / 126°51'08.71" O.	Achevé : puits de production ; démarrage 1996.08.17 ; retrait des installations de forage 1996.09.13 (Shehtah #1)	1972 m
UCEL Liard K-02	60°11'33.85" N. / 123°31'10.24" O.	Forage : puits de découverte ; démarrage : 1996.12.14 (Cactus #1)	1309 m
(Les puits à Norman Wells sont des puits de développement horizontaux).			

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités d'abandon de puits		
Nom du Puits	Coordonnées Latitude/ Longitude	Date d'abandon
Partie continentale des Territoires		
Paramount HB et al Cameron Hills M-31	60°00'55.97" N. / 117°07'22.30" O.	1996.01.26
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort		
Shell Niglintgak H-30	69°19'21.19" N. / 135°20'35.29" O.	1996.02.05
Shell Kumak E-58	69°17'29.48" N. / 135°14'55.28" O.	1996.02.10
Shell Niglintgak M-19	69°18'49.00" N. / 135°19'26.00" O.	1996.02.12
Shell Niglintgak B-19	69°18'11.00" N. / 135°18'19.00" O.	1996.02.15
Shell Titalik O-15	69°04'58.00" N. / 135°03'12.00" O.	1996.02.23
Shell Kumak K-16	69°15'32.93" N. / 135°03'58.20" O.	1996.02.26
Shell Unipkat B-12	69°11'00.75" N. / 135°18'25.03" O.	1996.02.29
Shell Unipkat I-22	69°11'37.38" N. / 135°20'27.43" O.	1996.03.03
Shell Kugpik O-13	68°52'50.00" N. / 135°18'15.00" O.	1996.03.04
Shell Unipkat N-12	69°11'54.77" N. / 135°19'07.66" O.	1996.03.06
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique		
Panarctic Drake F-76	76°25'22.40" N. / 108°28'47.80" O.	1996.01.08
Panarctic Rea Pt. Strat K-32	75°21'33.60" N. / 105°43'38.10" O.	1996.07.29
Panarctic et al W. Bent Horn I-01A	76°20'33.26" N. / 104°00'35.80" O.	1996.10.07
Panarctic et al W. Bent Horn A-02	76°21'05.70" N. / 104°00'53.10" O.	1996.10.09

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

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

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
OTTAWA, Ontario
Canada K1A 0H4

Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenues en s'adressant au **Chef, Attribution des droits et Politiques** (819) 994-1606.

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

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

On peut se procurer les différents rapports et les guides de l'information sur les règlements relatifs à l'utilisation des terres, les directives environnementales d'exploitation dans les territoires et des revendications en s'adressant au **Kiosque de renseignements**, Direction générale des communications, (819) 997-0380 ou par télécopieur au (819) 953-3017

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

Adresse municipale : 6^e étage, 10 rue Wellington, Hull (Québec)

Téléphone : (819) 997-0877

Télécopieur : (819) 953-5828

Internet : <http://www.inac.gc.ca>

Sources Additionnelles

Office national de l'énergie

Energy Plaza

311, 6^e Ave. s.o.

Calgary (Alberta)

Canada T2P 3H2

Téléphone : (403) 292-4800

Télécopieur : (403) 292-5503

L'Office national de l'énergie offre :

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

On peut accéder 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^o degré en communiquant avec **l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière**, Commission géologique du Canada, 3303, 33^e Rue n.o. Calgary (Alberta) T2L 2A7 . Téléphone : (403) 292-7000 Télécopieur : (403) 292-5377.

Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès du Centre géoscientifique de l'Atlantique Institut océanographique de Bedford, **Entreposage des carottes et laboratoire**, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127 Télécopieur : (902) 426-6186.

On peut se procurer l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au Directeur général, **Bureau de recherche et développement énergétique**, Ressources naturelles Canada, 580, rue Booth Ottawa (Ontario) K1A 0E4.
Téléphone : (613) 995-8860 Télécopieur : (613) 995-6146.