



---

# Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2005

La gestion des ressources pétrolières et gazières sur les terres de la Couronne au nord du 60<sup>e</sup> parallèle de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières du Nord est une responsabilité fédérale qu'assume la Direction générale du pétrole et du gaz du Nord, 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/oil/>.



Indian and Northern Affairs Canada  
Affaires indiennes et du Nord Canada

Canada

Publié avec l'autorisation du  
Ministre des Affaires indiennes  
et du Nord canadien,  
Ottawa, 2006  
[www.ainc-inac.gc.ca](http://www.ainc-inac.gc.ca)  
1 800 567-9604  
ATME seulement 1 866 553-0554

QS-8509-060-FF-A1  
Catalogue: R71-47/2005F  
ISBN: 0-662-71755-4

© *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 2005

**Message de l'honorable Jim Prentice, C.P., député  
Ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et  
Interlocuteur fédéral auprès des Métis et des Indiens non inscrits**

La mise en valeur des ressources pétrolières et gazières du Nord est susceptible de contribuer de façon importante à la viabilité de l'activité économique, à l'établissement de collectivités autochtones et nordiques fortes et en santé et à l'autosuffisance du Nord.

En 2005, d'importants progrès ont été réalisés en ce sens.

Notamment, le gouvernement du Canada s'affaire aux préparatifs du Project gazier Mackenzie (PGM), évalué à 7 milliards de dollars. Par ailleurs, il a engagé des fonds en vue de faciliter la réalisation en temps opportun d'un examen réglementaire et environnemental rigoureux et d'atténuer les répercussions socio-économiques associées à la planification et à la mise en œuvre du projet de pipeline pour les collectivités autochtones dans les Territoires du Nord-ouest.

En novembre 2005, les promoteurs du PGM ont fait savoir que des progrès suffisants ont été accomplis sur tous les fronts pour pouvoir procéder à la tenue d'audiences dans le cadre de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire. Ces audiences se déroulent actuellement. Les processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire sont déterminants pour garantir qu'advenant l'approbation du PGM, les conditions idéales seront en place pour protéger l'environnement du Nord et faire en sorte que les habitants du Nord et les groupes autochtones tirent profit des retombées du projet.

Je suis également heureux de constater que l'industrie pétrolière et gazière a maintenu son investissement global d'exploration tout au long de l'année. Les occasions d'emploi et d'affaires pour les résidents de plusieurs collectivités nordiques éloignées se sont donc multipliées.

Par ailleurs, l'année qui vient de s'écouler a été marquée par deux événements notables en ce qui a trait aux activités dans le Nord : la mobilisation de l'équipement destiné au forage du premier puits sous-marin dans la mer de Beaufort depuis la fin des années 1980 et l'annonce de nouvelles percées dans l'exploration de la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Ces deux événements devraient susciter un intérêt accru dans les ressources pétrolières et gazières du Nord.

Je vous invite à consulter ce rapport pour obtenir plus de renseignements sur l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières du Nord du Canada au cours de l'année qui vient de s'écouler.

En vertu de l'article 109 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, c'est avec plaisir que je dépose devant le Parlement ce rapport annuel sur l'administration du pétrole et du gaz dans les Territoires du Nord-Ouest, la zone extracôtière du Nord et au Nunavut pour l'année se terminant le 31 décembre 2005.

Le 3 mai 2006

*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
Introduction .....	7
Ressources en gaz et en pétrole .....	8
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ.....	10
Attribution des droits .....	10
L’approbation par l’Office National de l’énergie des découvertes importantes des découvertes exploitables et des plans de mise en valeur .....	12
Attribution des intérêts en 2005 .....	12
Administration des intérêts.....	14
Permis de prospection .....	14
Administration des dépôts de garantie.....	15
Retombées économiques .....	15
Considérations environnementales.....	18
Consultations .....	18
Fonds pour l’étude de l’environnement (FEE).....	18
ACTIVITÉS D’EXPLORATION DANS LE NORD.....	18
Activités dans le Nord .....	18
MISE EN VALEUR ET PRODUCTION .....	22
LES REDEVANCES.....	25
Examen de la réglementation .....	25
Vérifications et évaluations .....	25
Administration des redevances .....	25
SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES.....	26
La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord .....	26
Autres sources d’information.....	27

## Tableaux

Tableau 1: Bilan des ressources découvertes .....	10
Tableau 2: Prix des produits de base.....	10
Tableau 3: Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres .....	13
Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) en date du 31 décembre 2005 .....	13
Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres en date du 31 décembre 2005 .....	14
Tableau 6: Permis de prospection .....	16
Tableau 7: Statistique sur le forage - 2005 .....	20
Tableau 8: Acquisition de données sismiques .....	20
Tableau 9: Production de pétrole et de gaz .....	22
Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadien) .....	25

## Diagrammes

Diagramme 1: Puits forés.....	21
Diagramme 2: Acquisition de données sismiques .....	21
Diagramme 3: Production du pétrole .....	23
Diagramme 4: Production du gaz.....	23
Diagramme 5: Champs productifs - partie sud des Territoires du Nord-Ouest .....	24

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

### Introduction

L'exploration pétrolière et gazière dans le Nord Canadien a une longue histoire. Elle débute dans les années 1920, par le forage du puits de pétrole productif de Norman Wells. Pendant les années quarante et cinquante, les activités de prospection se sont accélérées dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest, avant de se propager dans tout le Nord, entre 1960 et 1985, à la suite du choc pétrolier de 1974 et l'inquiétude relative à l'approvisionnement national en hydrocarbures.

L'intérêt actuel pour le Nord remonte au milieu des années 1990. Le Nord a commencé à attirer les activités d'exploration et les investissements en 1995, lorsque la Couronne a délivré de nouveaux permis de prospection visant la région sud des Territoires du Nord-Ouest, puis la vallée centrale du Mackenzie. Par la suite, en 1999 et 2000, des sociétés ont acquis des droits d'exploration pour la majorité des terres du delta du Mackenzie et des zones extracôtières adjacentes. Bien qu'aucun intérêt n'ait été attribué dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest depuis 1996 et que les activités se soient atténuées, les activités de concession pétrolière et gazière se sont poursuivies tout au long de 2005 dans la vallée centrale du Mackenzie et dans les régions de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie.

Il est bien connu que le Nord recèle une portion considérable du potentiel pétrolier et gazier non exploité du Canada. Les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les zones extracôtières de l'Arctique renferment environ

33 % des ressources en gaz récupérables par des méthodes classiques et 25 % des ressources récupérables résiduelles en brut léger. La moitié des ressources potentielles se trouve dans l'Arctique de l'Ouest et, stratégiquement parlant, juste au nord de l'infrastructure existante des provinces de l'Ouest. De nos jours, en raison du déclin de la production classique de brut et de gaz dans les zones productrices traditionnelles des provinces de l'Ouest, les ressources du Nord intéressent vivement les sociétés pétrolières et gazières. Les prix élevés du pétrole et du gaz moussent également cet intérêt.

En 2005, des activités se sont déroulées dans deux centres : la région du Sahtu, dans la vallée centrale du Mackenzie et dans le delta du Mackenzie. Alors qu'il y a seulement deux ans, la région sud des Territoires du Nord-Ouest présentait une grande activité, aucune exploration n'a été réalisée en 2005 puisque l'industrie n'a pas été en mesure d'accéder à de nouvelles zones d'exploration. Bien que les possibilités d'accroissement soutenu des investissements de l'industrie dans cette région particulière soient excellentes, des questions en souffrance entre la Couronne et les Premières nations du Sud des Territoires du Nord-Ouest devront être résolues avant d'entreprendre un nouveau cycle d'émission de permis pour cette région.

Vu le fort potentiel de l'Arctique canadien, les investissements continus dans de nouvelles activités d'exploration pourraient entraîner l'accroissement durable et à long terme des possibilités économiques. Toutefois, ces

activités dépendent pour la plupart de l'engagement à aménager le Projet gazier du Mackenzie (PGM) et des possibilités résultantes d'exploitation et de production des nouvelles découvertes de gaz, le cas échéant. Le PGM prévoit la mise en valeur de trois champs pivots dans le Delta du Mackenzie, la construction d'installations de captage et de traitement et un gazoduc de 1200 km jusqu'en Alberta. Bien qu'au départ la production du delta du Mackenzie proviendra des champs gaziers Taglu de l'Imperial Oil, Parson Lake de la ConocoPhillips et Niglintgak de Shell Canada, l'infrastructure construite pour le projet contribuera à ouvrir l'Arctique de l'Ouest aux investisseurs attirés par l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, à l'intérieur des Territoires et, par la suite, dans les zones extracôtières arctique. Fin 2005, les promoteurs du PGM se préparaient aux audiences réglementaires de l'Office national de l'énergie visant les installations, et à l'évaluation environnementale par la commission d'examen conjointe.

Bien que, globalement, on ait dénoté une baisse dans les forages en 2005, on peut signaler deux développements intéressants : Devon Canada a entamé le premier forage extracôtier dans la mer de Beaufort depuis seize ans, à son site de Paktoa, et Husky a annoncé la découverte de pétrole et de gaz dans leur puits Summit Creek B-44, dans la vallée centrale du Mackenzie. Il s'agit de la seconde découverte de pétrole dans le corridor de la vallée centrale du Mackenzie, depuis la découverte du grand champ de Norman Wells

en 1920. Ce puits est assez proche de l'oléoduc Norman Wells d'Enbridge, dont la capacité de transport excède les besoins.

Les opérations de forage dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort ont été légèrement supérieures à celles de 2004 (cinq puits). On a également foré six puits dans la région de Sahtu, située dans la vallée centrale du Mackenzie, le même nombre qu'en 2004. La délivrance de six nouveaux permis d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et l'annonce d'un appel d'offre en 2005-2006 pour six nouvelles parcelles présagent bien de la poursuite soutenue des activités d'exploration dans la région.

À la fin de l'année, six gisements étaient exploités dans les Territoires du Nord-Ouest. Il n'y avait, par contre, aucune activité de production en cours au Nunavut et au large des côtes de l'Arctique. Parmi les gisements productifs, trois champs de gaz et un gisement pétrolier et gazier sont situés dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest, le gisement pétrolier de Norman Wells repose sous la vallée centrale du Mackenzie et le champ de gaz Ikhil est enfoui dans le delta du Mackenzie. Les redevances pour la période de 2005 ont connu une diminution de 22%, attribuable à la baisse sensible de la production de gaz naturel dans un gisement important au sud des Territoires du Nord-Ouest. Dans le calcul des redevances, les prix élevés du pétrole et du gaz naturel ont permis de compenser, en partie, la baisse de production.

---

## 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 % des

ressources en gaz récupérable par les méthodes classiques et 25 % des ressources récupérables résiduelles de brut léger



(Drummond Consulting, 2002, rapport non publié).

Les réserves potentielles de gaz des Territoires du Nord-Ouest ( $2,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$  ou 82 billions de pieds cubes — Bpc) et du Nunavut ( $2,0 \times 10^{12} \text{ m}^3$  — 71 Bpc) sont plus ou moins équivalentes. (Ces données couvrent la partie qui repose sous les zones extracôtières bordant les Territoires). Le potentiel global des Territoires du Nord-Ouest en pétrole brut est estimé à  $0,9 \times 10^9 \text{ m}^3$  (5,7 milliards de barils), alors que celui du Nunavut est évalué à  $0,43 \times 10^9 \text{ m}^3$  (2,7 milliards de barils).

Ces ressources potentielles sont éloignées de la plupart des infrastructures de production existantes, les plus accessibles reposent dans un vaste corridor qui s'étend entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien, depuis la limite provinciale par  $60^\circ$  de latitude nord ( $60^\circ \text{ N.}$ ) jusqu'à la mer de Beaufort. On estime que cette région qui inclut une grande fraction 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.

Au nord du  $60^\circ$  parallèle, la production des champs du Sud des Territoires du Nord-Ouest constitue l'ensemble du gaz exporté vers le sud par le réseau provincial d'oléoduc. Le gisement

Norman Wells dans la vallée centrale du Mackenzie représente 96 % de la production totale du pétrole. Dans le bassin de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, il est proposé que les grands champs gaziers de Taglu du lac Parsons et de Niglintgak soient les principaux champs productifs du PGM. Quelque cinquante 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.

Les ressources de gaz découvertes dans les îles de l'Arctique sont comparables à celles de la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie mais, à l'heure actuelle, on n'envisage pas une mise en valeur classique des ressources en raison de leur éloignement. 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). Dans cette vaste région à la géologie complexe, d'importants gisements de pétrole attendent d'être découverts et son potentiel pétrolier reste largement inexploré.

**Tableau 1: Bilan des ressources découvertes\***

Région	Pétrole brut 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Millions de barils	Gaz naturel 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	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)
<b>Total</b>	<b>264,4</b>	<b>(1663)</b>	<b>875,5</b>	<b>(30,9)</b>

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

**Tableau 2: Prix des produits de base**

	janvier 2005	décembre 2005	Moyenne 2005
Pétrole - \$CAN/m <sup>3</sup> (prix moyen à Edmonton)	358,58	427,42	436,00
Gaz - \$CAN/GJ (prix moyen AECO marché intérieur)	6,71	10,39	8,21

Sources: Ressources naturelles Canada

## 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, au Nunavut et au large des côtes dans le Nord canadien. Ces droits de prospection sont délivrés conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

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 qui feront l'objet d'un appel d'offres subséquent. Les droits de prospection sur les terres de la Couronne sont attribués à la suite d'une invitation ouverte à soumissionner. Ces droits sont d'une durée maximale de neuf années. On utilise un seul critère d'évaluation

des soumissions pour déterminer le soumissionnaire retenu. Ce critère est actuellement la valeur monétaire des travaux proposés pour la première période du projet visé par le permis; cette période étant d'une durée de quatre ou cinq années. Le projet doit prévoir le forage d'un puits au cours de la première période du permis.

Conformément aux dispositions des ententes sur le règlement des revendications territoriales, le ministère consulte et recherche l'appui des collectivités et des 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.

Depuis quelques années, le gouvernement fédéral et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont approuvé la Stratégie sur les aires protégées pour les Territoires du Nord-Ouest, afin de conserver la diversité biologique ainsi que les ressources naturelles et culturelles qui y sont associées. Lors des consultations avec les groupes autochtones concernant l'attribution de droits, un examen des terres protégées est complété afin d'assurer déterminer que des terres ayant été désignées suite à la Stratégie ne sont pas visées par les demandes de désignation ainsi que par les appels d'offres.

Suite aux demandes de désignations qui se terminaient à la fin de décembre 2004, la partie

centrale de la vallée du Mackenzie a reçu sept demandes tandis qu'aucune demande n'a été reçue pour la zone du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et pour l'archipel arctique de Nunavut.

Les sept parcelles désignées ont été soumises à un appel d'offres qui se terminait le 17 mai 2005. Les résultats ont été annoncés le 18 mai 2005, et six nouveaux permis de prospection ont été livrés; EL428 à EL433 dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, couvrant 446 093 hectares avec un total de 58 125 837 \$ de dépenses d'engagement. Une parcelle dans cette dernière zone n'a reçu aucune offre.

À la fin de l'année 2005, trois demandes de désignations ont été lancées; une dans la zone du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort se terminant le 29 novembre 2005, une pour la partie centrale de la vallée du Mackenzie et l'autre pour l'archipel arctique de Nunavut et les zones extracôtières, les deux se terminant le 20 décembre 2005. Les résultats des ces demandes de désignations ont vues deux parcelles nommées dans la zone du delta du Mackenzie / la mer de Beaufort et six parcelles dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Aucune demande de désignations n'a été reçue dans la région de l'archipel arctique de Nunavut.

Toutes les parcelles désignées ont été soumises à des appels d'offres qui ont été lancés à la fin du mois de décembre 2005 et au début de janvier 2006. Ces appels demeureront en vigueur pour la durée obligatoire minimale de 120 jours.

## L'approbation par l'Office National de l'énergie des découvertes importantes, des découvertes exploitables et des plans de mise en valeur

Les attestations de découvertes importantes et des licences de production sont délivrées respectivement à partir des déclarations de découvertes importantes et des déclarations de découvertes exploitables.

L'Office national de l'énergie a délivré huit déclarations de découvertes importantes durant l'année 2005. Toutes ces déclarations étaient dans la région de Arrowhead, tout près de Fort Liard dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, et couvraient les puits

exploités par Anadarko Canada Energy Co. L'Office a également reçu deux demandes de déclarations de découvertes importantes durant l'année 2005. Ces demandes, faites par Encana Corporation, portent sur les puits Umiak N-05 et N-16 (EL384) dans la région du Delta du Mackenzie.

Aucune demande de déclaration de découverte exploitable et aucune demande d'approbation d'un plan de mise en valeur ont été reçues ou approuvées en 2005.

## Attribution des intérêts en 2005

Six nouveaux permis de prospection ont été émis suite à l'appel d'offres dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, soit les permis EL428 et EL430 à Apache Canada Ltd. et Paramount Resources Ltd.; EL429 et EL432 à BG Canada Exploration and Production, Inc. et International Frontier Resources Corp.; EL431 et EL433 à Petro-Canada.

Bien que huit demandes de déclaration de découverte importante aient été délivrées par

l'Office national de l'énergie, trois permis de découverte importante ont été émis dans la vallée du Mackenzie soit la SDL123, SDL124 et la SDL125. Durant l'année 2005, aucune licence de production n'a été émise.

Durant l'année 2005, onze permis de prospection ont cessés par expiration ou par cessation par abandon et deux licences ont été abandonnées partiellement.

**Tableau 3: Permis de prospection délivrés par suite d'appels d'offres depuis 1995**

Région	Nombre de permis	Date d'émission	Durée du permis (en années)
Sud des T.N.-O. (Fort Liard)	4	Avril 1996	7 (4+3)
Partie centrale de la Vallée du Mackenzie	7	Mai 1997	8 (4+4)
	6	Août 2000	8 (4+4)
	5	Sept. 2001	8 (4+4)
	1	Mai 2003	8 (4+4)
	4	Juin 2004	8 (4+4)
	6	Mai 2005	8 (4+4)
Delta du Mackenzie / mer de Beaufort	2	Jan. 1997	9 (5+4)
	4	Sept. 1999	9 (5+4)
	6	Août 2000	9 (5+4)
	2	Mai 2002	9 (5+4)
	1	Juin 2004	9 (5+4)

**Tableau 4: Disposition des terres (en hectares) en date du 31 décembre 2005**

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Total
Archipel arctique	0	1 224	332 882	334 106
Zone extracôtière arctique orientale	0	0	11 184	873 684 <sup>1*</sup>
Baie d'Hudson <sup>5</sup>	0	0	0	126 376 <sup>2*</sup>
Mer de Beaufort	864 260	16 618	169 350	1 050 228
Delta du Mackenzie	454 337 <sup>4</sup>	2 506	112 037	568 880
Vallée du Mackenzie	1 229 267	32 842	93 684	1 356 759 <sup>3*</sup>

\* Anciens permis et/ou locations de pionniers

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

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

<sup>3</sup> Inclut 28 791 hectares en vertu d'anciens droits

<sup>4</sup> Inclut 148 577 hectares (consolidation de la licence EL427)

<sup>5</sup> Permis sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord

**Tableau 5: Type d'intérêt de disposition des terres en date du 31 décembre 2005**

Région	Permis de prospection	Permis de production	Permis de découverte importante	Anciens droits <sup>1</sup>
Archipel arctique	0	1	20	0
Zone extracôtière arctique orientale	0	0	1	30
Baie d'Hudson	0	0	0	8 <sup>2</sup>
Mer de Beaufort	3	1	31	0
Delta du Mackenzie	6	1	34	0
Vallée du Mackenzie	16	21	32	17

<sup>1</sup> Anciens permis et/ou locations de pionniers

<sup>2</sup> Permis sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord

## Administration des intérêts

### Permis de prospection

À la fin de l'année 2005, il y avait 25 permis de prospection actifs, ce qui inclut les permis de prospection pour lesquels des permis de découverte importante ont été demandés en attente de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) relativement aux demandes de déclaration de découverte importante d'après les travaux de prospection menés. L'ONÉ 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 afin d'assurer que ce dernier exécute son engagement de forer un

puits durant la première période. Au cours de la deuxième période, des frais de location sont exigés.

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.

## Dépôts de garantie gérés en date du 31 décembre 2005

Dépôts remboursables au cours de la première période (remboursement de 1 \$ pour chaque 4 \$ dépensés) = 112 000 000 de \$

Locations remboursables au cours de la deuxième période (remboursement de 1 \$ pour chaque 1 \$ dépensé) 4 100 000 de \$

---

## Retombées économiques

L'article 21 de la *Loi sur les hydrocarbures* (la Loi) stipule qu'aucune activité ne peut être entreprise sur des terres domaniales visées par un titre à moins qu'un plan de retombées économiques soit approuvé (l'exemple primaire d'un titre est un permis de prospection délivré conformément à la Loi). Lorsqu'il entreprend des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans les régions marine du Nord, l'exploitant doit s'assurer que les résidents et les entreprises du Nord ont accès, de façon juste et concurrentielle, à des possibilités d'emploi, de formation et d'affaires et que les entreprises et les résidents compétents soient les premiers à être considérés pour ces possibilités.

Généralement, l'exploitant visera les services des communautés avoisinantes au projet afin d'assurer un accès équitable à de nouvelles possibilités d'exploitation commerciale.

La nature saisonnière des activités d'exploration pétrolière et gazière de l'industrie dans le Nord s'agence bien avec la double économie des collectivités fondée sur les salaires et sur les activités traditionnelles.

À la fin de 2005, après plusieurs années sans activité dans la zone extracôtière du nord, l'industrie pétrolière est retournée dans la région de la mer de Beaufort en forant un puit. L'accroissement des activités d'exploration dans la partie centrale de la vallée du

Mackenzie et, à un degré moindre, l'exploration continue du delta du Mackenzie et les activités d'aménagement sur les champs existants dans le sud des Territoires du Nord-Ouest ont créé bon nombre de possibilités d'emplois, de formation et d'approvisionnement pour les résidents et les entreprises du Nord. Les collectivités de Deline et de Tulita ont continué à connaître d'importantes activités d'exploration pétrolière et gazière et des niveaux accrus d'emplois et de marchés de services locaux.

La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord dans la région de la capitale nationale travaille en étroite collaboration avec la Division de l'exploitation pétrolière, du bureau régional des Territoires du Nord-Ouest du ministère des Affaires indiennes et du Nord Canadien, à Yellowknife. Depuis 2001, cette Division s'occupe de l'administration des plans des retombées économiques des activités d'exploration dans les Territoires du Nord-Ouest. Elle garde les communications ouvertes avec les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord et travaille à mieux comprendre les avantages et les préoccupations qu'engendrent ces activités et à sensibiliser le public au sujet des exigences de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) concernant les plans de retombées économiques. La Division assume maintenant la responsabilité pour les discussions annuelles avec les collectivités sur la délivrance des droits.

**Tableau 6: Permis de prospection**

Permis	Superficie (en ha)	Titulaire <sup>1</sup>	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission (\$)
<b>Mer de Beaufort et delta du Mackenzie</b>							
EL317 <sup>2</sup>	175,810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a			n/a
EL329 <sup>2</sup>	349,981	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a			n/a
EL384 <sup>3</sup>	53,961	Encana Corporation	1997.01.06	2006.01.05	✓	2006.01.05	-
EL394	73,155	Chevron Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	42,375,000.00
EL406	72,523	Petro-Canada	2000.08.15	2005.08.14	✓	2009.08.14	81,876,595.88
EL418	37,436	Devon ARL Corporation	2002.05.14	2007.05.13		2011.05.13	1,100,000.00
EL419 <sup>4</sup>	72,311	Petro-Canada	2002.04.18	2004.09.17	✓	2008.09.17	105,293,760.00
EL420 <sup>4</sup>	338,469	Devon ARL Corporation	2002.08.15	2005.08.15		2009.08.14	224,069,655.56
EL427-404 <sup>4</sup> Area "A"	73,608	BP Canada Energy Co.	2004.09.20	2005.08.14	✓	2009.08.14	151,758,288
EL427-417 <sup>4</sup> Area "B"	18,912	Chevron Canada Resources Ltd.	2004.09.20	2007.05.13		2011.05.13	
EL427-422 <sup>4</sup> Area "C"	56,057	Chevron Canada Resources Ltd.	2004.09.20	2009.06.07	✓	2013.06.07	
<b>Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie</b>							
EL397	134,565	Husky Oil Operations	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	16,580,000.00
EL399	120,496	Apache Oil	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	8,400,000.00
EL401	50,188	EOG Resources Canada	2000.08.01	2004.07.31	✓	2008.07.31	12,750,000.00
EL413	80,464	Dual Exploration Inc.	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
EL421	79,668	Cdn.Forest Oil Ltd.	2003.05.28	2007.05.28		2011.05.28	1,108,650.00
EL423	90,632	Husky Oil Operations	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	24,800,000.00



Permis	Superficie (en ha)	Titulaire <sup>1</sup>	Émission (a.m.j)	Puits doit être foré avant le (a.m.j)		Expiration (a.m.j)	Dépenses Prévues dans la soumission (\$)
EL424	80,608	Paramount	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL425	27,230	Petro-Canada	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	22,000,000.00
EL426	36,728	Paramount	2004.06.08	2008.06.07		2012.06.07	8,100,000.00
EL428	81,008	Apache Oil	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3,200,000.00
EL429	82,880	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	12,500,000.00
EL430	51,637	Paramount	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	3,510,000.00
EL431	78,516	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	2,787,792.16
EL432	64,048	BG Canada Exploration and Production, Inc.	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	4,000,000.00
EL433	88,004	Petro-Canada	2005.05.18	2009.05.17		2013.05.18	32,128,044.96

<sup>1</sup> Les titulaires sont à jour au moment de la rédaction du présent rapport, soient en février 2006.

<sup>2</sup> Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

<sup>3</sup> Échange de terre contre les permis du cap Bathurst.

<sup>4</sup> La fusion des permis de prospection en conformité avec le paragraphe 25(3) de la Loi fédérale sur les hydrocarbures (la Loi)

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. Il peut y avoir d'autres exigences de forage pour un permis émis en échange d'un ancien droit.

## 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 appels de 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*, le Fonds pour l'étude de 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 2005 grâce à une cotisation acceptée par les représentants de l'industrie et approuvée par le ministre. En 2005, le FEE a amassé un montant de 416 522 \$.

## ACTIVITÉS D'EXPLORATION DANS LE NORD

### Activités dans le Nord

On estime à 395 millions de dollars (M\$) les dépenses d'exploration pétrolière et gazière en 2005, en hausse des 184 millions dépensés en 2004. Cette estimation englobe les coûts des travaux d'exploration, des forages de délimitation et de développement, des activités de complétion et d'abandon de puits, ainsi que ceux des programmes de levés géophysiques et d'études géologiques. Les coûts des diverses activités liées aux nouveaux puits se chiffrent à 192 M\$, ceux des réentrées de puits existants à 144 M\$, le reste étant surtout consacré à l'exécution de levés sismiques. Alors qu'en 2004, dix-neuf nouveaux puits avaient été forés,

seulement treize ont été creusés en 2005. Onze de ces derniers étaient des puits d'exploration.

Dans l'ensemble, l'effort d'exploration a été soutenu dans le delta du Mackenzie et la vallée centrale du Mackenzie (Sahtu). En contrepartie, dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest on dénote une chute marquée d'activité par rapport à 2004 : on n'y a foré aucun puits d'exploration et seulement deux nouveaux puits de développement dans les collines Cameron. Toutefois, on a réentré différents puits pour les reconditionner afin de stimuler leur production.

Les activités de forage sont résumées au tableau 7. La longueur totale de l'ensemble des forages pratiqués dans les Territoires du Nord-Ouest (y compris les puits d'exploration et de développement) est légèrement plus courte, passant de 24 893 m en 2004, à 28 418 m en 2005. Cette baisse est compensée par le fait que 88 % des forages étaient exploratoires, alors qu'en 2004, 64 % des puits étaient de ce type. Aucune activité de forage de pétrole et de gaz dans le Nunavut et la zone extracôtière.

Dans la vallée centrale du Mackenzie, les forages exploratoires ont surtout été exécutés près du lac Maunoir, à 50 km au nord-de Colville Lake. Dans cette région, l'exploitant Apache/Paramount a foré trois puits dans la zone EL399 et deux autres dans la zone EL414, près du lac Turton, à quelques 75 km au nord de Norman Wells. En outre, on a réentré deux puits du site du gisement gazier de Nogha.

Dans la plaine du Mackenzie, à 60 km au sud de Tulita, Husky Energy agissant comme exploitant pour ses partenaires Northrock Resources, EOG REsources Canada, Pacific Roder Energy et International Frontier Resources a foré deux puits : le premier dans la zone EL397 et le second dans la région de Sahtu, sur le bloc de terres privées M-38. Par la suite, ces entreprises ont annoncé que, dans la zone EL399, le puits Summit Creek B-44 présentait un débit considérable de gaz et de pétrole. Husky a présenté des résultats de tests indiquant un débit combiné de gaz d'environ 20 millions de pieds cubes par jour ( $567 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ), plus de 6 000 barils ( $954 \text{ m}^3/\text{j}$ ) par jour de brut léger et de condensats, et de 1 000 barils d'eau par jour ( $159 \text{ m}^3/\text{j}$ ), pour l'un des deux intervalles de tests. La découverte de Summit Creek est la première dans la vallée centrale du Mackenzie depuis celle de Norman Wells en 1920. (Communiqué de presse de Husky Energy Inc., du 12 octobre 2005).

En 2005, on a foré cinq puits d'exploration, dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de

Beaufort. Sur terre, dans la zone EL427 (ouest de l'île Richards), Chevron a foré trois puits déviés exploratoires (Olivier H-01, 2H-01 et 3H-01) sur la même plate-forme d'exploration. Au nord-est du delta du Mackenzie, Encana a poursuivi son programme de forage entamé en 2004 avec un deuxième puits Umiak dans la zone EL384.

En décembre, Devon Canada a commencé un nouveau puits extracôtier dans la mer de Beaufort, au site du puits Paktoa dans la zone EL420. Celui-ci fut le premier puits foré dans le plancher de la mer de Beaufort, il y a seize ans. Pour forer le nouveau puits, Devon a reconditionné l'unité de forage extracôtier à caisson d'acier qu'elle a fait remorquer en automne 2005 et lester sur le plancher en attendant l'apparition de la banquise fixée à la terre, condition préalable au début du forage, à la fin de l'année. À cet endroit, la mer est profonde de 13,2 m.

Le 28 décembre 2004, les travaux de forage ont commencé dans la région sud des Territoires du Nord-Ouest (réentrées), le 31 janvier, ceux de la vallée centrale du Mackenzie, et, le 4 février, ceux du delta du Mackenzie. On arrêta le forage hivernal le 6 avril 2005 dans la vallée centrale du Mackenzie, et le 23 avril dans le delta du Mackenzie.

En 2005, l'Office national de l'énergie a autorisé l'industrie à entreprendre douze programmes d'études géophysiques et géologiques. De ce nombre, six étaient des programmes de mesures sismiques sur le terrain, soient 564 km de levés bidimensionnels lors de quatre programmes, et 635 km<sup>2</sup> de levés tridimensionnels, au cours de deux autres. L'Office a, de plus, autorisé un programme géotechnique, trois programmes d'études géologiques sur le terrain, et deux levés gravimétriques. Le tableau 8 présente un résumé des programmes géologiques et géophysiques.

**Tableau 7: Statistique sur le forage - 2005**

Nom du puits	LAT	LONG	CLASSE <sup>1</sup>	Profondeur du puits (m)	metres 2004 (m)	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux <sup>2</sup>	Unité de forage	Permis de prospection <sup>3</sup>
<b>Partie Sud des Territoires du Nord-Ouest</b>										
PARAMOUNT ET AL CAMERON 2F-73	60.0401	-117.4914	D	1558	1562	6-Mar-05	17-Mar-05	P&S	Precision 247	PL004
PARAMOUNT ET AL CAMERON 2M-73	60.0479	-117.4922	D	1494	1522	20-Mar-05	28-Mar-05	P&S	Precision 247	PL004
<b>Partie centrale de la vallée du Mackenzie</b>										
APACHE PARAMOUNT LAC MAUNDIR A-67	67.2677	-125.1912	E	937	1070	31-Jan-05	22-Feb-05	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT EAST LAC MAUNDIR L-80	67.3285	-124.9969	E	945.8	1221	15-Feb-05	11-Mar-05	P&S	Nabors 8	EL399
APACHE PARAMOUNT TURTON LAKE G-47	65.9403	-126.6381	E	1856.5	1465	24-Feb-05	30-Mar-05	P&S	Nabors 62	EL414
APACHE PARAMOUNT LAC MAUNDIR E-35	67.2410	-125.1211	E	937	1011	26-Feb-05	11-Mar-05	P&S	Akita 51	EL399
APACHE PARAMOUNT TURTON LAKE L-23	65.8772	-126.5861	E	1925.5	551	15-Mar-05	30-Mar-05	P&S	Nabors 62	EL414
NORTHROCK ET AL SAH CHO L-71	64.5348	-125.7423	E	3700	3674	23-Jan-05	26-Mar-05	P&S	Akita 51	M38
<b>Delta du Mackenzie</b>										
CHEVRON ET AL OLIVIER H-01	69.1719	-136.0040	E	3510	3480.5	19-Dec-04	9-Apr-05	P&S	Akita 63	EL422
CHEVRON ET AL OLIVIER 2H-01	69.1719	-136.0040	E	3140	3092	10-Mar-05	23-Apr-05	P&A	Akita 63	EL422
CHEVRON ET AL OLIVIER 3H-01	69.1719	-136.0040	E	3140	2696	9-Apr-05	25-Apr-05	P&S	Akita 63	EL422
ENCANA ET AL UMIK N-05	69.4157	-134.2722	E	3625	3549.4	23-Jan-05	8-Apr-05	P&S	Akita 62	EL384
DEVON PAKTOA C-60	69.6525	-136.4867	E	2165		5-Dec-05		P&S	SDC	EL420

<sup>1</sup> Classe: E=puits de prospection; D=puits de délimitation; P=puits de développement

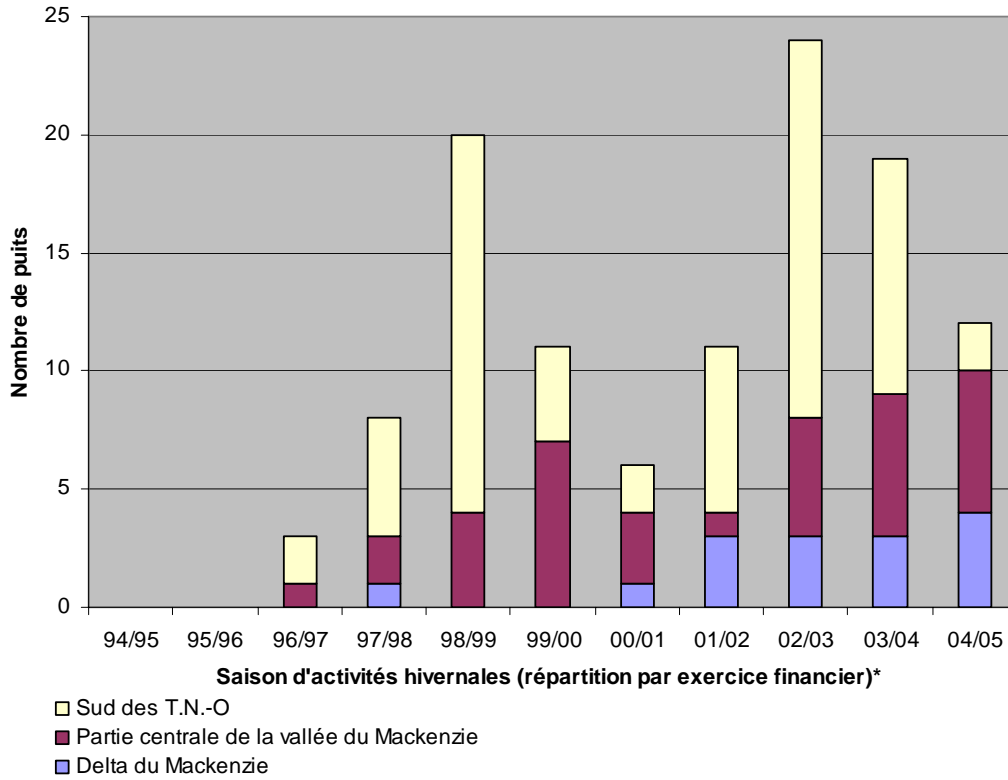
<sup>2</sup> État des travaux: P&S= Bouché et suspendu; P&A= Bouché et abandonné; PR=production

<sup>3</sup> Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestations de découverte importante; SA=terres Sahtu

**Tableau 8: Acquisition de données sismiques**

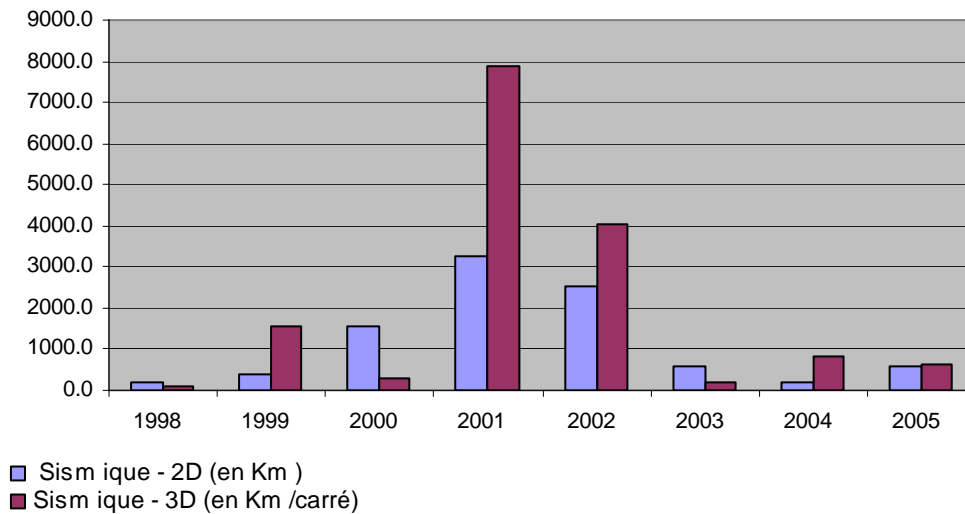
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Sismique - 2D (en Km)	171,0	381,0	1554,0	3251,0	2506,0	586,0	189,0	564,0
Sismique - 3D (en Km/carré)	94,5	485,0	307,0	7893,0	4060,0	194,0	804,0	635,0

**Diagramme 1: Puits forés**



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

**Diagramme 2: Acquisition de données sismiques**



## MISE EN VALEUR ET PRODUCTION

À la fin de l'année, six champs 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, trois champs gaziers et un champ pétrolier et gazier se trouvent dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Ces champs sont tous exploités par la Paramount Resources Ltée. L'un des champs situé à proximité de Fort Liard (le champ « P-66A ») a été abandonné au cours de l'année. Les trois champs toujours en production situés à proximité de Fort Liard sont reliés au réseau de pipelines en Colombie-Britannique au moyen de petits pipelines transfrontaliers, et à Bistcho en Alberta pour le champ des collines Cameron situé plus à l'est. L'important champ pétrolier de Norman Wells, situé dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, est le champs d'attache nordique de l'oléoduc de Norman Wells, exploité par la Enbridge Inc., qui s'étend jusqu'à Zama, en Alberta. Le gaz du champs d'Ikhil, situé dans le delta du Mackenzie, est acheminé au moyen d'un

pipeline de 50 kilomètres jusqu'à Inuvik, où il est utilisé pour la production d'électricité et le chauffage.

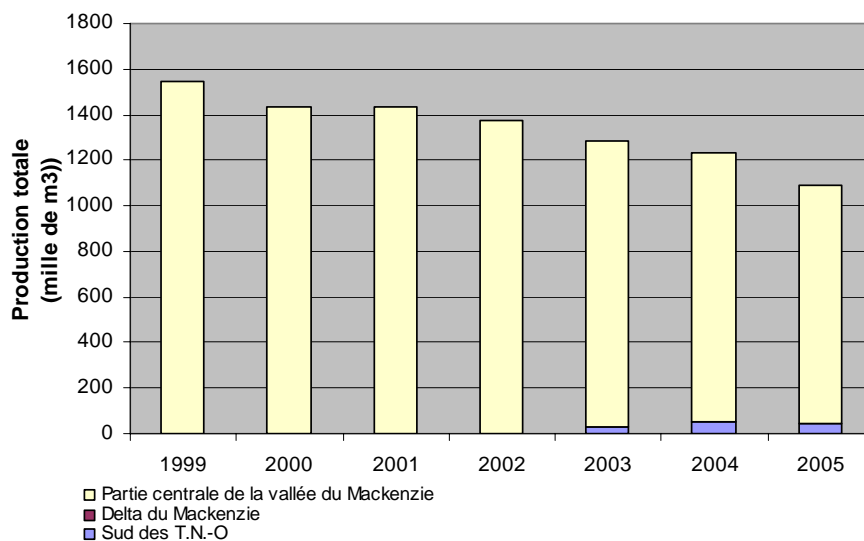
La production totale de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest en 2005 s'élevait à  $467,2 \times 10^6 \text{ m}^3$  (16,5 milliards de pieds cubes), soit 34,5 p. 100 de moins que l'année précédente. Cette diminution est en grande partie attribuable à une baisse de 60 p. 100 de la production du champ de Fort Liard « K-29 ».

La production totale de pétrole se situait à  $1\,089,8 \times 10^3 \text{ m}^3$  (6,85 millions de barils), ce qui représente un fléchissement de 12 p. 100 par rapport à l'année précédente. Quarante-seize pour cent (96 p. 100) de la production totale venait du champ de Norman Wells, exploité par la compagnie pétrolière Imperial Oil Ltée. La réduction de volume globale témoigne du déclin constant anticipé de la production du champ de Norman Wells. Le reste de la production, soit 4,3 p. 100, venait du champ de Paramount dans les collines Cameron, situé dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

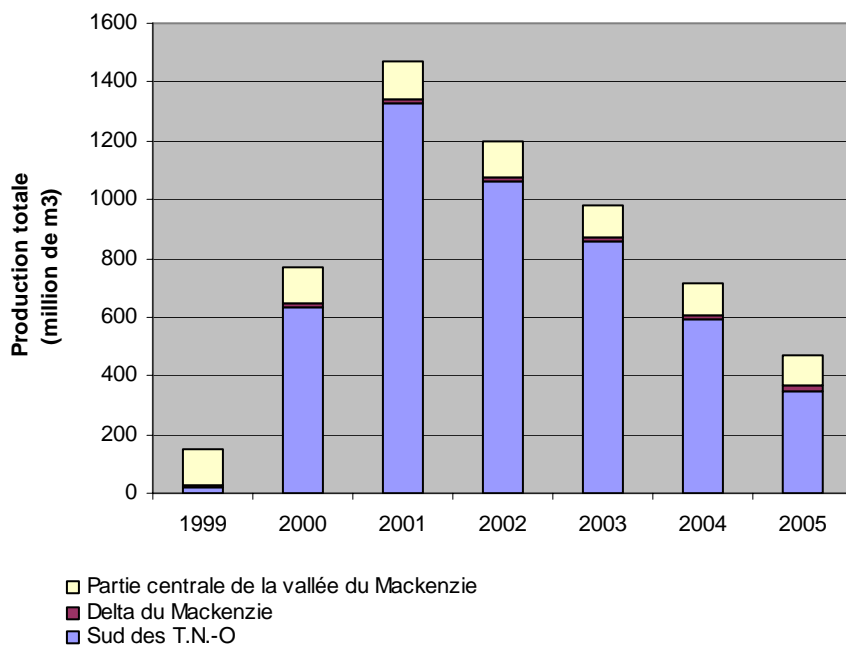
**Tableau 9: Production de pétrole et de gaz**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Production de pétrole (milliers de m<sup>3</sup>)</b>						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	1434.3	1432.2	1375.4	1254.6	1186.7	1042.6
Cameron Hills (G010 - Paramount)			1.1	28.5	48.6	47.2
<b>Total</b>	<b>1434.3</b>	<b>1432.2</b>	<b>1376.5</b>	<b>1283.1</b>	<b>1235.3</b>	<b>1089.8</b>
<b>Production de gaz (millions de m<sup>3</sup>)</b>						
Norman Wells (G001 - Imperial Oil)	125.6	130.2	123.3	108.6	103.7	102.4
Ikhil (G005 - AltaGas)	10.0	13.2	14.8	15.2	16.1	15.7
Fort Liard (G-006 - "F-36" - Paramount)	66.3	71.8	38.8	16.5	11.2	50.7
Fort Liard (G007 - "K-29" - Paramount)	490.1	1213.6	834.1	680.3	465.4	203.3
Southeast Fort Liard (G009 - "N-01" - Paramount)		33.2	61.9	51.1	48.1	38.8
Cameron Hills (G010 - Paramount)			124.1	98.9	68.5	56.3
<b>Total</b>	<b>769.2</b>	<b>1472.9</b>	<b>1197.0</b>	<b>980.4</b>	<b>713.0</b>	<b>467.2</b>

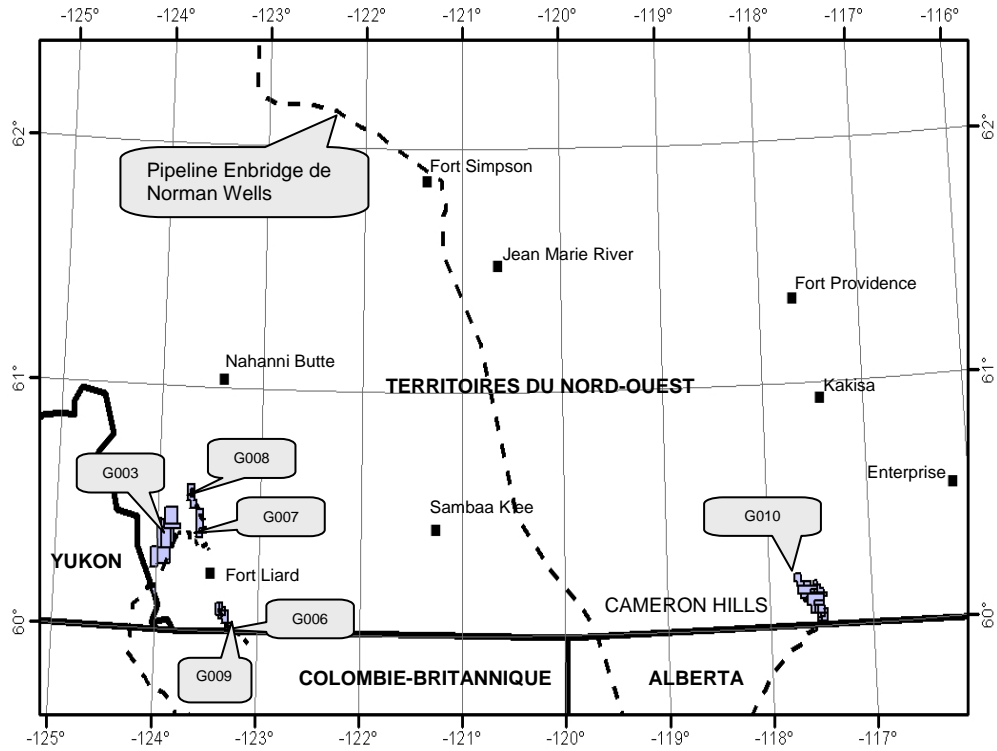
**Diagramme 3: Production du pétrole**



**Diagramme 4: Production du gaz**



**Diagramme 5: Champs productifs - partie sud des Territoires du Nord-Ouest**



code de gisement	nom du champs	permis
G003 G006 G007 G008 G009 G010	Pointed Mountain Paramount Fort Liard "F-36" Chevron Fort Liard "K-29" Canadian Natural Resources Limited Fort Liard "P-66A" Paramount Southeast Fort Liard "N-01" Paramount Cameron Hills	PPL 01- 09 PL 07, PL08 PL09, PL11 PL10 PL12 PL03-05, PL13-18



## LES REDEVANCES

Les redevances perçues sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord, pour l'année civile 2005, se sont chiffrées à 16 053 210 \$. Le fléchissement de 22 p. 100 des redevances est en grande partie attribuable à la diminution de la production de pétrole et de

gaz naturel dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. Dans le calcul des redevances, la hausse des prix du pétrole et du gaz naturel a permis de compenser, en partie, la baisse de production.

**Tableau 10: Les recettes tirées du pétrole et du gaz (en dollars canadien)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Redevances	13 433 264	24 656 709	21 751 369	24 492 180	20 558 915	16 053 210
Locations	2 800	993	2 621	978	61 111	66 500
Assurance/frais d'enregistrement	51 589	12 733	17 800	5 471	8 600	13 500
Renonciation aux dépôts sur les travaux	1 342 385	0	2 392 150	954 812	16 933 374	26 228 000
<b>Total</b>	<b>14 830 038</b>	<b>24 670 435</b>	<b>24 163 940</b>	<b>25 453 441</b>	<b>37 562 000</b>	<b>42 361 210</b>

### Examen de la réglementation

Un projet en cours vise à examiner et moderniser le Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales. Il a pour objectifs de déterminer quelles dispositions du règlement peuvent être modernisées afin de mieux répondre aux exigences actuelles en matière de

détails pratiques d'exploitation, de renforcer les critères de responsabilité au chapitre des redevances et les mesures de garantie de versement de celles-ci, d'accroître l'application équitable du règlement et de simplifier l'administration des redevances.

### Vérifications et évaluations

Une nouvelle vérification a été amorcée en 2005. Une deuxième vérification entreprise en 2004 était toujours en cours. Une cotisation a

été émise durant l'année basée sur une vérification complétée en 2004.

### Administration des redevances

Le développement d'un système d'administration des redevances sur le Web incluant la refonte et la rationalisation des formulaires de redevances était en cours. Les

représentants de l'industrie ont participé activement à ces deux projets qui seront complétés en 2007.

## SOURCES DE RENSEIGNEMENTS ADDITIONNELLES

### La Direction générale du pétrole et du gaz du Nord

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

Le ministère des 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 du Ministère.

#### Adresse postale

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord  
Gestion des ressources pétrolières et gazières  
Affaires indiennes et du Nord Canada  
OTTAWA ON K1A 0H4

#### Par messenger seulement

Direction générale du pétrole et du gaz du Nord  
10<sup>e</sup> étage, 25 rue Eddy  
GATINEAU QC 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 de prospection, 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 associées 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 générale 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<sup>e</sup> rue, Case postale 1500  
YELLOWKNIFE NT X1A 2R3  
Téléphone : (867) 669-2618  
Télécopieur : (867) 669-2409 / Fax: (867) 669-2409

## Autres sources d'information

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

- Bureau du soutien de 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<sup>e</sup> Avenue Sud-Ouest  
CALGARY AB 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<sup>e</sup> parallèle :

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière  
3303 - 33<sup>e</sup> Rue Nord-Ouest  
CALGARY AB 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 :

Iris A. Hardy  
Conservateur, Collection Nationale d'échantillons géoscientifique marins  
Commission géologique du Canada, Atlantique  
Entreposage des carottes et laboratoire  
Institut océanographique de Bedford  
C.P. 1006  
DARTMOUTH NS B2Y 4A2  
Téléphone : (902) 426-6127  
Télécopieur : (902) 426-4465  
Courriel : [ihardy@nrcan-rncan.gc.ca](mailto:ihardy@nrcan-rncan.gc.ca)