



Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 2001

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, 2001

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux, Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas - Annual Report 2001

QS-8599-020-FF-A1
Catalogue # R71-47/2001F
ISBN # 0-662-86708-4

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

En 2001, l'industrie pétrolière et gazière a accru ses dépenses au chapitre de la prospection et de l'exploitation dans le Nord. C'est la demande en gaz naturel qui stimule cette tendance positive du développement économique, tout comme les travaux connexes visant à définir des projets de pipeline pour acheminer le gaz naturel de l'Arctique vers les marchés énergétiques du continent.

L'importante augmentation des activités dans la région du delta du fleuve Mackenzie est digne de mention. Elle est due à l'amorce, en 2001, des programmes de prospection et de sondage sismiques prévus dans les permis de prospection délivrés en 1999 et en 2000. C'est en 2001 que le premier nouveau puits de prospection dans le delta du Mackenzie a été foré après au moins dix ans d'inactivité dans cette région. Les sondages sismiques ont aussi repris au large des côtes de la mer de Beaufort, annonçant la possibilité de plus de forages en mer à l'avenir.

Un autre champ gazifère a été mis en exploitation dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, portant à six le nombre de gisements exploités dans les T.N.-O. Ce gisement est directement raccordé au pipeline Shiha qui a été construit en 2000. Cette expansion des infrastructures facilite le développement économique dans le Nord. En 2001, comparativement à l'année précédente, l'accroissement de la production de gaz dans le Nord a presque fait doubler les redevances perçues par la Couronne.

La Direction du pétrole et du gaz du Nord a délivré cinq nouveaux permis de prospection en 2001 à la suite d'un appel d'offres réussi visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie. La valeur des projets prévus dans ce cas s'élevait à 17,4 millions de dollars. À la suite de consultations menées auprès des groupes autochtones du Nord, des gouvernements territoriaux du Nunavut, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, ainsi que d'autres groupes d'intérêt, au sujet des conditions de délivrance des permis, des appels de désignations sont lancés chaque année dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, dans le delta du Mackenzie, dans la mer de Beaufort et dans l'archipel arctique de Nunavut.

En 2001, l'accent était placé sur l'établissement d'un cadre de réglementation clair et coordonné des activités de prospection extra-côtières dans le but de protéger l'environnement et d'assurer la sécurité. Le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, reconnaissant l'évolution de la technologie et l'importance accrue du développement économique durable et des questions environnementales depuis la dernière ronde d'activités extra-côtières dans le Nord, a continué à travailler en étroite collaboration avec l'industrie pétrolière et gazière, les organismes de réglementation de la vallée du Mackenzie, des Inuvialuit et du gouvernement fédéral afin de coordonner l'évaluation et la réglementation des projets dans le Nord.

Je vous invite à consulter ce rapport pour en connaître davantage sur toutes ces activités.

Je suis heureux de présenter au Parlement le Rapport annuel de 2001 sur le pétrole et le gaz du Nord.

Terres domaniales du Canada



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

Table des matières

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD	1
Survol des tendances	1
Les activités d'exploration dans le Nord	2
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest	3
La partie centrale de la vallée du Mackenzie	3
Le delta du Mackenzie	4
La zone extra-côtière du Nunavut	5
Tableau : Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 2001	5
GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ	6
Attribution des droits	6
Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort	6
La partie centrale de la vallée du Mackenzie	6
L'archipel arctique de Nunavut	7
Permis délivrés en l'an 2001	7
Retombées économiques	7
Dépenses	8
Considérations environnementales	8
Consultations	8
Renseignements sur la réglementation	8
Fonds pour l'étude de l'environnement	8
Redevances	9
EXPLOITATION ET PRODUCTION	10
La partie centrale de la vallée du Mackenzie	10
Norman Wells	10
Le delta du Mackenzie	10
Ikhil	10
La partie sud des Territoires du Nord-Ouest	10
Pointed Mountain	10
Paramount Fort Liard	11
Chevron Fort Liard	11
Canadian Natural Resources Ltd. Fort Liard	11
Production des nouveaux champs en 2001	12
Paramount South East Fort Liard	12
Mise en valeur du champ Cameron Hills par Paramount	12
Tableau : Production de pétrole et de gaz	13
Tableau : Recettes pétrolières et gazières perçues (en \$)	13
Tableau : Bilan des ressources découvertes	13

RÉSUMÉ STATISTIQUE	14
Tableau : Portefeuilles fonciers	14
Tableau : Permis de prospection	15
Tableau : 2001 Bilan de forage	17
SOURCES D'INFORMATION	18
Direction du pétrole et du gaz du Nord	18
Autres sources d'information	20

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DANS LE NORD

Survol des tendances

L'extrême volatilité des prix du gaz naturel a marqué l'année. Les froids du début de la saison de chauffage combinés à des volumes peu élevés de gaz entreposés ont fait grimper les prix du gaz naturel vers des sommets jamais vus jusque là. Les prix moyens du marché en Alberta ont atteint 14 \$ en janvier 2001 et ont chuté le reste de l'année. En décembre, les prix de l'Alberta étaient rendus à un quart de ce qu'ils étaient douze mois plus tôt.

Il se peut que la volatilité à court terme des prix crée un climat défavorable aux investissements dans les activités d'exploration de gaz naturel, en particulier dans les régions où le cycle forage-production est très court. Dans le Nord, les programmes d'exploration visent les gisements plus importants pouvant soutenir une production pendant plusieurs années : en raison de cette stratégie, les effets négatifs de la fluctuation des prix sur les investissements sont moins grands. Il est peu probable que les investissements à long terme, comme ceux de la région du delta du Mackenzie, soient touchés pourvu que les projections de la demande à long terme demeurent élevées.

Les marchés du pétrole n'ont pas connu de grandes fluctuations comme ceux du gaz naturel. La discipline dont l'OPEP fait preuve en réduisant sa production a permis de maintenir les prix du pétrole malgré le virement économique mondial et la demande à la baisse. L'exploration de pétrole brut léger dans le Nord peut demeurer une option économique attrayante, bien qu'elle soit très

dépendante de l'emplacement et de l'importance des découvertes.

Prix des produits de base

	<u>Janv. 2001</u>	<u>Déc. 2001</u>	<u>Moyenne de 2001</u>
Pétrole	274,37	184,81	246,72
Gaz	13,78	3,39	6,09

Prix moyen du pétrole : \$SCAN par m³ à Edmonton

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

Source : Ressources naturelles Canada

Dans l'ensemble, le Nord recèle environ 20 p. 00 des ressources connues de pétrole et de gaz naturel au Canada et 40 p. 100 du potentiel (pétrole brut léger conventionnel seulement; utilisant une équivalence pétrole/gaz de 6 mille pieds cubes de gaz par baril (1 000 m³ de gaz par m³ de pétrole)). Dans le cas du gaz naturel, le Nord renferme 23 p. 100 des ressources découvertes restantes et autant que 42 p. 100 du potentiel. La plupart des futures ressources en gaz du Canada se trouvent au large des côtes ou dans le Nord. Les ressources nordiques les plus accessibles longent la vallée du fleuve Mackenzie, de la frontière des provinces, au 60° parallèle, jusque dans le Nord, dans le delta du Mackenzie et dans la mer de Beaufort. Les ressources de l'Extrême Arctique, dans les régions septentrionales du Nunavut et dans les Territoires du Nord-Ouest, sont comparables en importance mais plus éloignées et ne sont actuellement pas considérées aux fins d'exploitation.

Depuis avril 1999, un consortium de propriétaires de ressources de gaz dans le delta du Mackenzie a entrepris une étude de faisabilité. Cette étude, combinée à un projet distinct mené par des propriétaires de ressources sur le versant nord de l'Alaska, ont suscité énormément d'intérêt dans l'exploitation des ressources de gaz de l'Arctique.

À la fin de l'année, le Groupe de producteurs du delta du Mackenzie, comprenant Imperial Oil, Gulf Canada, Shell Canada et Mobil Canada, étaient sur le point de dévoiler leurs opinions sur la faisabilité de la construction d'un gazoduc dans la vallée du Mackenzie dans le but d'exploiter ces ressources de manière autonome. Ces compagnies annoncent des ressources découvertes de $164 \times 10^6 \text{ m}^3$ (5,8 billions de pieds cubes) (bpi^3) de gaz dans trois gisements sur la terre ferme du delta du Mackenzie. L'Office national de l'énergie estime qu'il existe dans la région des ressources découvertes de $255 \times 10^6 \text{ m}^3$ (9 bpi^3) et un potentiel de $1\,558 \times 10^6 \text{ m}^3$ (55 bpi^3).

De plus, plusieurs compagnies de pipeline proposent différents concepts de pipeline. Il en résulte une série d'options d'aménagements de pipelines, toutes différentes pour ce qui est de leurs tracés, de leurs capacités et de leurs conceptions. En particulier, on explore les synergies possibles d'un pipeline en mer de l'Alaska à la mer de Beaufort et d'un gazoduc autonome dans le delta du Mackenzie.

Les activités d'exploration dans le Nord

Les activités de forage ont diminuées quelque peu comparativement à 2000, sept nouveaux puits de sondage ayant été amorcés en 2001.

Le nombre total de mètres forés, soit 17 400, est inférieur à l'année précédente. De ce total, 3 723 mètres ont été forés par quatre puits de production dans le gisement de Norman Wells, un puits d'essai scientifique pour vérifier le potentiel en hydrate dans le delta du Mackenzie et un puits de formation à Inuvik.

Deux puits d'exploration étaient en train d'être forés dans les T.N.-O. le 1^{er} janvier 2001 et ont été terminés à la fin du mois. Le forage hivernal a pris fin en mars 2001 dans la partie sud des T.N.-O., le 5 avril dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et s'est poursuivi jusqu'au 17 avril dans le delta du Mackenzie. Le forage d'été a repris aux gisements de Norman Wells et de Pointed Mountain (abandons de puits). À la fin de l'année, les activités de forage se résumaient à un puits dans la partie sud des T.N.-O. et à deux puits dans la région du delta du Mackenzie, dont un sur les terres domaniales du delta et l'autre sur les terres des Inuvialuit.

En 2001, les activités géophysiques se sont accrues dans le Nord en raison d'une augmentation marquée des opérations dans le delta du Mackenzie. Au total, 31 programmes géologiques et géophysiques ont été exécutés, comprenant une opération de prospection sismique bidimensionnelle (2D) sur une distance de 3 251 km, une opération de prospection sismique tridimensionnelle (3D) sur 7 893 km^2 , de même qu'un levé aéromagnétique sur 14 620 km, et huit programmes géologiques sur le terrain (dont trois équipes de prospection et cinq études géochimiques parrainés par l'industrie). Il était apparent que la préférence allait du côté des sondages sismiques 3D.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

L'infrastructure de pipelines qui s'étend maintenant dans la partie sud des T.N.-O. a facilité l'exploitation rapide de la découverte Southeast Fort Liard N-01 de Paramount Resources. Ce puits a été foré entre le 12 décembre 2000 et le 16 janvier 2001 sur le permis de prospection EL381 utilisant la plate-forme n° 379 de Precision Drilling. À la suite de longs essais de débit en avril et mai, le gisement a été mis en marche productive au mois d'août.

Les compagnies ont respecté leurs engagements de forage dans le cas de tous les permis de prospection en vigueur dans cette région. Ces permis, délivrés soit en 1995, soit en 1996, sont maintenant dans leur deuxième période et il n'est plus nécessaire d'effectuer des forages pour les conserver jusqu'à leur expiration. Les compagnies peuvent donc se tourner vers la délimitation des découvertes ou décider de forer de nouveaux puits de prospection. Par conséquent, seulement un puits de prospection et un puits de délimitation ont été forés dans cette région en 2001, une baisse notable par rapport aux années précédentes. Canadian Forest Oil a entrepris un deuxième forage (C-31A) à leur emplacement North Liard C-31 afin de vérifier la formation de Nahanni dans une structure de contreforts au nord du puits producteur K-29 de la société Chevron. Le puits a été colmaté et suspendu. En décembre 2000, Paramount a amorcé le forage du puits Bovie J 76 sur l'anticlinal Bovie au moyen de la plate-forme n° 58 d'Akita.

Bien que les nouveaux forages d'exploration aient été limités, les niveaux d'activités pétrolières et gazières ont été maintenus grâce

aux opérations sur neuf puits qui ont été réintégrés, soit aux fins d'essais, de reconditionnement, d'achèvement ou d'abandon. Le puits Arrowhead C-02 de Paramount a été réintégré au moyen de la plate-forme n° 507 de Precision Drilling aux fins d'essais et un reconditionnement a été entrepris au puits Fort Liard 0-35. Dans la région des collines Cameron, cinq puits ont été réintégrés aux fins d'essais et deux ont été achevés au moyen de plate-formes de service. Deux puits ont été abandonnés au gisement de Pointed Mountain.

Cinq programmes géophysiques ont été exécutés dans la partie sud des T.N.-O., dans la région de Fort Liard et de Nahanni Butte. Quatre de ces sondages sismiques 2D dans les contreforts étaient héliportables, par Canadian Forest Oil (un programme exclusif); Talisman Energy (un programme exclusif); Explor Data (deux programmes non exclusifs) et un programme exclusif de sondage 3D effectué par la Canadian Forest Oil. En tout, 272 kilomètres de sondages 2D et 290 km² de sondages 3D ont eu lieu. En plus de ses opérations sismiques, Canadian Forest Oil a entrepris un programme géologique.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Le forage d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie s'est limité à trois puits forés par Devlan Exploration pour valider ses permis de prospection vers la fin de la première période du projet visé par le permis. Le puits Devlan et coll. Tree River B-10 a été foré à une profondeur de 1 294 mètres au moyen du permis de prospection EL386; Thunder River N-73 à 1 146 mètres au moyen du permis de prospection EL373; et Ontaratué River D-39 à 1 250 mètres au

smoyen du permis de prospection EL374. Les puits ont été forés à l'aide de la plate-forme n° 14 d'Akita jusqu'à des cibles paléozoïques. Ils ont ensuite été colmatés et suspendus.

En 2001, la partie centrale de la vallée du Mackenzie a fait l'objet de quatre sondages sismiques, de deux programmes géochimiques de surface et d'un programme géologique. Northrock Resources a effectué un sondage 2D héliportable au moyen du permis de prospection EL397; Devlan a entrepris un programme géochimique et un sondage sismique 2D au moyen des permis de prospection EL373, 374 et 386. Paramount Resources et Canadian natural Resources Ltd ont mené deux sondages sismiques près du lac Colville au moyen du permis de prospection EL400. Tous ces programmes étaient exclusifs.

Le delta du Mackenzie

Le delta du Mackenzie a connu une hausse majeure des activités de prospection en 2001. Petro-Canada, en partenariat avec Anderson Exploration, a foré le puits Kurk M-15 au moyen du permis de prospection EL305 à l'aide de la plate-forme de forage n° 60 d'Akita Equatak afin de faire l'essai d'objectifs dans les sables Tablu du Tertiaire inférieur. Après 66 jours de forage, le puits a été colmaté à 3 093 mètres et suspendu. Petro-Canada et partenaires s'attendent à mettre fin aux opérations à Kurk en 2002 avant d'amorcer un nouveau puits conformément à ce permis. Vers la fin de l'année, Devon ARL Corp. a commencé le forage du puits Tuk M-18 sur les terres des Inuvialuit dans la péninsule de Tuktoyaktuk au moyen de la plate-forme n° 63^E d'Akita Equatak.

Dans le delta du Mackenzie, les forages

d'essai à Mallik ont repris en décembre 2001 et le premier des trois puits prévus servira à faire des essais sur la capacité de production des hydrates de gaz. À la fin de l'année, le puits JapexCanada Ltd. Mallik 3L-38 avait atteint une profondeur de 454 mètres sur une cible de 1 188 mètres.

Dans le cadre d'un projet d'accélération de la formation des travailleurs locaux de l'industrie pétrolière et gazière dans le delta du Mackenzie, Aurora College, à Inuvik, a foré un puits de formation, soit le Aurora Training Well Inuvik G-53, d'une profondeur de 400 mètres, en utilisant la plate-forme n° 15 d'Akita Equatak.

En 2001, la région du delta du Mackenzie comptait dix projets de sondages sismiques, trois études géochimiques et un programme géologique en activité. Les programmes sismiques comprenaient quatre sondages 3D menés exclusivement pour Chevron (permis de prospection EL394); Petro-Canada (deux programmes au moyen des permis de prospection EL395 et EL396) et Devon ARL Corp. (sondage sismique en milieu marin combiné à une étude bathymétrique au moyen des permis de prospection EL408-411); deux sondages 2D et 3D, un mené exclusivement pour Devol ARL Corp. sur les terres des Inuvialuit, dans la péninsule de Tuktoyaktuk, et un second pour Shell (permis de prospection EL403); quatre sondages 2D exclusifs pour Petro-Canada, AECWest et Burlington Resources, ainsi qu'un programme non exclusif par Explor Data. Shell, Devon ARL Corp. et Petro-Canada ont entrepris des programmes géochimiques, celui de Petro-Canada étant complété par un programme géologique dans les Monts Richardson.

La zone extra-côtière du Nunavut

Cette année, TGS-NOPEC a procédé à un sondage sismique en milieu marin dans la mer du Labrador, entre le Groenland et le Canada, en prévision d'une nouvelle ronde d'attribution de permis dans les eaux du Groenland. Le MV Zephyr a recueilli des données sismiques en août 2001 afin d'aider l'industrie à évaluer le potentiel du bassin tout entier. Le programme comprenait le sondage

sismique de 1 288 kilomètres dans les eaux canadiennes.

Cannat Resources a effectué une étude de suintement géochimique en utilisant des appareils de détection à distance afin d'évaluer le permis de prospection EL297, dans le détroit de Lancaster. L'étude n'a pas eu recours à des activités à la surface.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 2001

Terres détenues en vertu de permis par des sociétés (en millions d'hectares)	5,6
Nombre de permis en vigueur à la fin de l'année	191
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	179
Permis délivrés au cours de l'année	7
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	1 472,8
Production de pétrole (en milliers de mètres cubes)	1 432,2
Recettes pétrolières et gazières perçues en 2001 (millions de dollars)	24,7
(redevances, loyers, droits et garanties d'exécution confisquées)	

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Compte tenu du fait que les activités de prospection et d'exploitation ne sont pas à des niveaux très élevés par rapport au potentiel, il est important de soutenir l'intérêt des investisseurs en attribuant périodiquement de nouveaux droits de prospection. Cette pratique sert à mieux équilibrer les niveaux d'activité au cours des ans. À cette fin, le ministère encourage le lancement d'appels d'offres à intervalles réguliers (annuels) pour des projets d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie, dans la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie et dans l'archipel arctique de Nunavut.

Conformément aux dispositions des ententes sur le ministère des revendications territoriales, le ministère s'est assuré de consulter les communautés et organismes autochtones concernant les conditions d'attribution des droits et d'autres questions connexes avant l'attribution des droits. Le ministère s'emploie également à élaborer des mesures qui répondront aux besoins des secteurs non touchés par le règlement de revendications territoriales, principalement dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, et qui leur offriront des perspectives de développement économique.

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

Le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort

L'attribution de droits de prospection dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort est un événement annuel depuis une décennie. Une demande de désignation a été lancée en novembre 2000 avec l'appui des Inuvialuit et des Gwich'in et a pris fin le 12 janvier 2001. Aucune désignation n'a été faite. Toutefois, deux désignations ont été présentées à la suite de la demande de 2001-2002 qui a été lancée en novembre 2001 et qui a pris fin le 17 décembre 2001. On prévoit un appel d'offres sur ces blocs en janvier 2002.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Une demande de désignations touchant la partie centrale de la vallée du Mackenzie a été lancée le 12 mars 2001 et a pris fin le 9 avril 2001. L'appel d'offres qui a suivi a été lancé le 2 mai 2001 et a pris fin le 17 septembre 2001.

Le critère d'acceptation des offres était la valeur monétaire des travaux proposés pour les quatre premières années de la période de huit années visée par le permis. Des offres prévoyant des investissements totaux de 17,4 millions de dollars ont été acceptées pour cinq des six parcelles disponibles.

La demande de désignations pour 2001-2002 dans cette région a été lancée en novembre 2001. Elle était synchronisée avec les demandes concernant le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et l'archipel arctique de Nunavut. La demande a pris fin le

10 décembre 2001. Un bloc a été désigné. Un appel d'offres est donc prévu pour janvier 2002.

L'archipel arctique de Nunavut

Une demande de désignations a été lancée en décembre 2000 pour l'archipel arctique de Nunavut. Celle-ci a pris fin le 29 janvier 2001 sans qu'aucune désignation ne soit faite. Conformément à la pratique de procéder régulièrement à de telles demandes annuelles, une seconde demande a été lancée en novembre 2001. Elle était encore ouverte à la fin de l'année.

Comme en témoignent les découvertes effectuées jusqu'à présent, la région de l'archipel arctique renferme plusieurs secteurs pouvant contenir des quantités très intéressantes de pétrole et de gaz. Le ministère pense que des demandes annuelles répétées dans le Nunavut encourageront le secteur privé à investir dans la mise en valeur de ces ressources.

Permis délivrés en l'an 2001

Cinq nouveaux permis de prospection ont été délivrés à la suite d'appels d'offres réussies visant la partie centrale de la vallée du Mackenzie.

Deux permis de production ont été délivrés à Purcell Energy (permis de production PL11) et à Paramount Resources (permis de production PL12) le 17 avril et le 3 mai 2001 respectivement.

Retombées économiques

Le secteur pétrolier et gazier a de nouveau montré qu'il pouvait devenir une importante composante de l'économie du Nord. Les nombreuses activités de prospection menées dans le delta du Mackenzie et, à un niveau moins élevé, dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et dans la partie sud des T.N.-O. près de Fort Liard et dans les collines Cameron ont créé d'importantes possibilités d'emploi, de formation et d'affaires au niveau des fournitures et des services. Les résidents du Nord et les entreprises locales ont répondu de manière positive à ces possibilités afin de pouvoir tirer profit des activités dans le secteur pétrolier et gazier. La nature saisonnière des emplois dans le domaine de la prospection cadre bien avec l'économie de nombreuses collectivités fondée à la fois sur les salaires et sur les activités traditionnelles.

Par suite de toutes ces nouvelles activités de prospection pétrolière et gazière, les collectivités d'Inuvik, de Tuktoyaktuk, d'Aklavik, de Fort Liard et de Nahanni Butte ont connu de hauts niveaux d'emplois et de marchés de services. Le collège Aurora, les gouvernements, les groupes autochtones et 25 partenaires de l'industrie se sont regroupés pour mettre sur pied à Inuvik un site permanent pour la formation des employés de forage. De nombreux résidents du delta du Mackenzie et d'autres résidents des T.N.-O. et du Yukon ont saisi cette occasion de formation dans le Nord. Les taux de réussite du cours ont été très élevés. Des résidents du Nord ont aussi reçu de la formation avant leur embauche et en cours d'emploi dans des installations de production de gaz nouvellement aménagées dans la région de Fort Liard.

La Division de l'exploitation pétrolière et des retombées économiques du ministère, installée à Yellowknife, a pris en main l'administration des plans d'avantages pour les T.N.-O., travaillant en étroite collaboration avec la Direction du pétrole et du gaz du Nord pour achever la transition. Des employés de la Division ont rencontré les Inuvialuit, les Premières nations et les collectivités du Nord afin de mieux comprendre leurs points de vue sur les avantages et pour mieux faire connaître au public les exigences du plan d'avantages découlant de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). De vastes consultations ont été menées auprès des Premières nations et des collectivités à l'égard d'un plan de retombées économiques proposé dans le cadre du projet de mise en valeur du gaz naturel de la société Paramount Resources dans les collines Cameron.

Dépenses

En 2001, les dépenses en activités de prospection se sont élevées à 258,4 millions de dollars. Cette somme comprend les coûts des sondages sismiques, des forages de prospection, de délimitation et d'expansion de gisement et des abandons de puits. Il s'agit là d'une importante augmentation par rapport au total de 66,1 millions de dollars de l'année précédente. Soixante-six pourcent des dépenses ont servi à couvrir les coûts de la reprise des programmes sismiques dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Si on écarte les dépenses dans cette région, 98 millions de dollars ont été dépensés à ces activités dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et dans la partie sud des T.N.-O.

Considérations environnementales

Consultations

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

Renseignements sur la réglementation

Un guide de la réglementation dans la région désignée des Inuvialuit (delta du Mackenzie), qui décrit le cadre d'autorisation des activités de prospection et de production pétrolières et gazières, a été publié en juin 2001. Ce document est semblable à celui qui avait été publié en octobre 2000 pour la partie sud de la vallée du Mackenzie. D'autres guides seront produits à l'avenir pour les terres Gwich'in, la région du Sahtu et les zones extra-côtières de la mer de Beaufort.

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

En conformité avec la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance des études environnementales et sociales liées à la

prospection et à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières dans les territoires éloignés. Le programme est financé au moyen de sommes versées par les titulaires des permis.

Afin de répondre à la reprise des activités pétrolières et gazières dans le Nord et en prévision de la nécessité d'entreprendre de nouvelles recherches, le Conseil d'administration du FEE a mis sur pied un programme d'étude pour 2001 qu'il finance par un prélèvement d'environ 8 cents l'hectare dans le Nord. Ces prélèvements, les premiers depuis de nombreuses années, ont été acceptés par les représentants de l'industrie et approuvés par le ministre.

Une étude de carence particulière au Nord d'une valeur de 105 000 \$ a été approuvée par le Conseil d'administration du FEE afin de documenter la recherche actuelle et passée sur les répercussions possibles sur l'environnement des activités de prospection et d'exploitation du gaz naturel et de l'aménagement de réseaux de collecte dans le delta du Mackenzie et les zones près des côtes de la mer de Beaufort. Dans le cadre de cette étude, un atelier a été tenu avec les principaux intéressés, dont des chercheurs scientifiques, des décideurs et d'autres spécialistes de

l'exploitation du gaz naturel dans le Nord pour évaluer les connaissances actuelles à ce sujet. L'étude permettra de déterminer les priorités en matière de recherche dans le Nord et devrait être terminée en 2002.

Le FEE est géré par l'Office national de l'énergie au nom du ministre. Il est possible d'obtenir plus d'information en consultant le site Web du FEE à www.esrfunds.org.

Redevances

En 2001, les redevances payées pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord ont été de 24,7 millions de dollars, une augmentation par rapport au total de 13,4 millions de dollars en 2000. Cette augmentation provient des nouvelles activités de production amorcées dans la partie sud des T.N.-O.

Les premières nations des Dénés et Métis du Sahtu et des Gwich'in ont reçu une partie de cette somme en conformité avec les dispositions sur le partage des redevances que renferment les ententes sur le règlement de leurs revendications territoriales.

EXPLOITATION ET PRODUCTION

La partie centrale de la vallée du Mackenzie

Norman Wells

(Code de gisement G001)

Le champ pétrolifère de Norman Wells, exploité par Imperial Oil Resources, s'étend sous le fleuve Mackenzie, à une latitude de 65°20' N. Il s'agit d'un gisement dans la formation devonienne de Kee Scarp. Ce champ constitue le point de départ du pipeline de Norman Wells, une installation de 30 cm (12 po) de diamètre exploitée par Enbridge Inc, qui s'étend sur 866 km vers le sud depuis Norman Wells jusqu'à Zama, en Alberta.

La production du champ de Norman Wells en 2001 a été de $1\,432 \times 10^6 \text{ m}^3$ (9 millions de barils), presque au même niveau que l'année précédente. La production totale du champ depuis qu'on a commencé à l'exploiter a atteint $31,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ (201 millions de barils).

Quatre puits de production ont été forés sur ce champ entre juillet et août 2001. Trois des puits sont maintenant en exploitation, l'autre étant un puits d'injection. Les puits ont été disposés de manière à optimiser l'extraction d'une partie du gisement et à prolonger la production. En janvier 2001, Imperial Oil a reçu l'approbation afin de procéder à la conversion à l'ascension artificielle dans le cas de quatre puits.

Le delta du Mackenzie

Ikhil

(Code de gisement G005)

Le champ gazier Ikhil, appartenant à AltaGas, s'étend dans le delta du Mackenzie, à 50 km au nord d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest. Découvert en 1983, il est resté inexploité jusqu'en 1999. Le gisement se trouve dans les sables Taglu (formation Reindeer), datant de l'âge éocène, à une profondeur d'environ 1 100 m. Le gaz tiré de ce champ est acheminé par un gazoduc enfoui de 12 cm (6 po) de diamètre jusqu'à Inuvik, où il sert à produire de l'électricité et à approvisionner la localité. La production cumulative depuis le début de l'exploitation du champ, en juillet 1999, s'élève à $27,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ (1,0 milliard de pi³) de gaz. La production en 2001 a été de $13,2 \times 10^6 \text{ m}^3$ (0,5 milliard de pi³) de gaz. La production de ce champs provient de deux puits sur ce champ. Elle a atteint son point culminant durant les mois d'hiver, pour tenir compte de l'augmentation de la demande.

La partie sud des Territoires du Nord-Ouest

Pointed Mountain

(Code de gisement G003)

Le champ gazier de Pointed Mountain, exploité par BP Canada Energy, a cessé de produire en 2001 après près de 30 ans. Le gaz provenait de la formation devonienne de Nahanni, d'une profondeur variant entre 3 900 m et 4 200 m. La production a baissé à $1,4 \times 10^6 \text{ m}^3$ (49,4 millions de pi³) vers la fin d'août 2001. Plus tôt durant l'année, deux

autres puits avaient été abandonnés (Pointed Mountain K-45A et A-55) et le champ a été fermé en octobre 2001. Il fait maintenant l'objet d'une évaluation afin de déterminer les mesures à prendre. Le gaz produit en 2001 a atteint $9,095 \times 10^6 \text{ m}^3$ (0,321 milliard de pi^3). La production cumulative de ce gisement à la fin de septembre 2001 était de $8,874 \times 10^6 \text{ m}^3$ (315 milliards de pi^3).

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

Ce champ exploité par Paramount Resources, se trouve à 25 km au sud-est de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le gaz est extrait de la formation mississippienne de Mattson, à quelque 2 000 m de profondeur. Un gazoduc de 324 mm (12 po) de diamètre (le « gazoduc Shiha ») achemine le gaz vers le sud sur une distance de 24 km jusqu'à une usine de traitement près du lac Maxhamish, en Colombie-Britannique. Deux puits assuraient la production en 2001 : à côté du puits de découverte (F-36), un deuxième puits (O-35) a été mis en service en avril pour soutenir les niveaux de production. En 2001, la production a atteint $71,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (2,5 milliards de pi^3). La production cumulative totale est de $138,1 \times 10^6 \text{ m}^3$ (4,9 milliards de pi^3).

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

Le gisement de Liard exploité par la société Chevron se situe dans le pli anticlinal de Liard, dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard et à l'ouest de la rivière Liard. Le gisement se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, dans une structure de chevauchement à environ 3 000 m de profondeur. Le gaz est un peu sulfureux. Le gaz est transporté dans un pipeline sur une distance de 46 kilomètres jusqu'à l'installation

à Pointed Mountain de la société BP Canada Energy où il rejoint le point terminal nord du réseau de pipelines de la société Westcoast. Une conduite d'évacuation d'eau relie le gisement au puits Mackay Lake O-80, foré en 1999, qui a été transformé pour l'évacuation de l'eau résiduelle. La production à ce gisement dépend de trois puits (K-29, M-25 et F-25A). Le puits Liard F-25A de la société Purcell Energy a été reconditionné, achevé et mis en service en juin 2001. La production totale en 2001 était de $1\,213,6 \times 10^6 \text{ m}^3$ (43,0 milliards de pi^3). À la fin de 2001, la production cumulative totale était de $1\,703,7 \times 10^6 \text{ m}^3$ (60,1 milliards de pi^3).

Canadian Natural Resources Ltd. Fort Liard (puits P-66A)
(Code de gisement G008)

Le champ s'étend dans les contreforts, à l'ouest de la rivière Liard et à 15 km au nord du puits Chevron Liard K-29. Initialement découvert par la société Ranger Oil, le gisement est maintenant exploité par Canadian Natural Resources. Le gaz se trouve dans la formation devonienne de Nahanni, à une profondeur de 3 000 m, et il est un peu sulfureux. L'exploitation à partir du puits P-66A a commencé en mai 2000. Le gaz produit est acheminé par pipeline jusqu'à un point près du puits Liard K-29 où les flux gazeux se mélangent. En 2001, la production atteignait $1,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (0,06 milliard de pi^3) avant d'être arrêtée en mars à cause de problèmes au puits. La production cumulative totale à ce gisement est de $61,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ (21,9 milliards de pi^3).

Production des nouveaux champs en 2001

Paramount South East Fort Liard (puits N-01)

(Code de gisement G009)

Le plan d'exploitation des sociétés Paramount Resources, Berkely Petroleum et Canadian Forest Oil concernant le gisement de gaz naturel N-01 a été approuvé par l'Office national de l'énergie le 1^{er} août 2001, sous réserve du consentement du gouverneur général en conseil pour la Partie I du Plan. Le décret accordant le consentement a été émis le 15 août 2001. La production commerciale du gaz issu du seul puits sur ce gisement a commencé en août. Le gaz est introduit directement dans le pipeline « Shiha » qui passe près du puits en route vers l'usine de traitement de Maxhamish.

La production cumulative du puits N 01 d'août à décembre 2001 a été de $33,2 \times 10^6 \text{ m}^3$ (1,2 milliard de pi³).

Mise en valeur du champ Cameron Hills par Paramount

Les découvertes de Cameron Hills sont le fruit de forages de prospection entrepris vers la fin des années 1980 et au début des années 1990. L'exploitation du champ n'avait pas été réalisée à cette époque. Le gisement est situé dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, juste au nord 60° parallèle et à l'ouest de la route du Mackenzie.

En novembre 2000, Paramount Resources a présenté en son nom et au nom de Marathon Canada un plan d'exploitation modifié afin d'entreprendre la production de pétrole et de gaz au gisement Cameron Hills. Ce plan prévoit une exploitation multi-puits alimentant un pipeline futur devant acheminer le gaz vers le sud jusqu'au lac Bistcho, dans le nord de l'Alberta.

À la fin de 2001, l'Office national de l'énergie attendait l'achèvement d'une évaluation environnementale menée par l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie avant d'approuver le plan modifié.

Production de pétrole et de gaz						
	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Production de pétrole (en milliers de m³)						
Norman Wells (G001)	1631,8	1584,6	1561,7	1549,1	1434,3	1432,2
Production de gaz (en millions de m³)						
Norman Wells ^{1*} (G001)	132,4	135,5	132,8	126,5	125,6	130,2
Pointed Mountain (G003)	47,2	33,9	25,2	21,0	17,1	9,1
Ikhil (G005)	-	-	-	3,3	10,0	13,2
Paramount Fort Liard (G006 - "F-36")	-	-	-	-	66,3	71,8
Chevron Fort Liard (G007 - "K-29")	-	-	-	-	490,1	1213,6
Ranger Fort Liard (G008 - "P-66A")	-	-	-	-	60,1	1,8
Paramount South East Fort Liard (G009-"N-01")	-	-	-	-	-	33,2

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

Recettes pétrolières et gazières perçues (en \$)						
	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Redevances	13 96 952	9 887 982	6 967 456	7 138 169	13 433 264	24 656 709
Loyers	7 525	7 818	7 818	3 245	2 800	993
Droits d'enregistrement et d'attribution	14 907	22 464	2 052	16 766	51 589	12 733
Garanties d'exécution des travaux confisquées	649 000	0	0	289 874	1 342 385	0
Total	14 639 384	9 918 264	6 977 326	7 448 054	14 830 038	24 670 435

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

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

* comprend le Yukon

** chiffres non ajustés à la suite des récentes découvertes

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Portefeuilles fonciers					
	1997	1998	1999	2000	2001
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	7	0	0	12	7
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	2	5	5	9	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	9	5	5	21	7
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	81	73	68	77	84
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	70	70	75	84	84
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	174	166	166	184	191
Terres attribuées en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,6	0	0	0,8	0,4
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0,2	0,1 [*]	0,31	0,7	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0,8	0	0,31	1,5	0,4
Terres rétrocedées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0,1 ²	0,4	0,2	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	0	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0	0,1²	0,4	0,2	0
Terres détenues en vertu de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	1,6	1,6	1,4	2,2	2,6
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,1	1,3	1,8	1,8
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2
Total	4	4	3,9	5,2	5,6

¹Moins de 0,1 million d'hectares

²Ajustement 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*	Dates (a.m.j.) Livraison	Puits doit foré avant le	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission	
Zone extracôtière de l'est de l'Arctique							
EL 297	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2008.07.14	2008.07.14		
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie							
EL317	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a		n/a	
EL329	349 982	BP Canada Energy Resources	1987.09.05	n/a		n/a	
EL384	85 761	AEC West Ltd.	1997.01.06	2006.01.05	2006.01.05		
EL385	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	
EL395	72 311	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17	✓ 2008.09.17	51 848 860,00	
EL396	75 511	Petro-Canada	1999.09.18	2004.09.17	2008.09.17	53 444 900,00	
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	81 876 595,84	
EL407	71 515	Anadarko Canada Corp.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	2 421 350,84	
EL408	93 944	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	77 550 668,80	
EL409	80 104	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	56 988 788,96	
EL410	95 073	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	21 654 432,96	
EL411	69 348	Devon ARL Corp.	2000.08.15	2005.08.14	2009.08.14	67 875 764,64	
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	
EL368	23 085	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	✓ 2002.01.22	2 800 000,00	
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	21 236	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	Dates (a.m.j.) Livraison	Puits doit foré avant le	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission	
Partie continentale du centre de la vallée du Mackenzie							
EL372	88 693	Canadian Forest Oil	1995.05.18	1999.05.17	✓	2003.05.17	3 215 000,00
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
EL375	3 508	Murphy Oil Company	1996.03.27	2000.03.26	✓	2004.03.26	2 806 000,00
EL386	114 737	Devlan Exploration	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	1 072 000,00
EL387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	9 482 688,00
EL388	30 696	Murphy Oil Company	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	2 831 080,00
EL389	46 738	Canadian Abraxas	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	3 101 015,00
EL390	50 938	Canadian Forest Oil	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	6 200 000,00
EL391	71 816	Northrock Resources	1997.05.05	2001.05.04	✓	2005.05.04	4 000 000,00
EL392	133 518	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 Corp.	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 2002.

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

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

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

- 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.

2001 Bilan de forage

NOM	NOM DU PUIT	LAT	LONG	CLASSE ¹	Profondeur du puits (m)	Depth drilled in 2001 (m)	Démarrage	Unité Lib.	État des travaux ²	Unité de forage	Permis de prospection ³
Southern Territories											
Canadian											
Forest Oil	CDN Forest et al North Liard C-31A	60.5000878	-123.610037	EX	2942	2942	1/6/01	4/4/01	P&S	Akita #58E	EL363
Paramount	Paramount Anadarko Bovie J-76	60.2623333	-122.983194	EX	3353	2539	12/22/01	2/10/02		Akita #58 Precision	EL369
Paramount	Paramount et al North Liard N-01	60.0145386	-123.266255	EX	1940	199	12/12/00	1/16/01	GAS	#379	EL381
Central Mackenzie Valley											
Devlan											
Exploration	Devlan et al Ontaratu D-39	67.1263889	-131.649444	EX	1250	1250	3/19/01	4/5/01	SUSP	Akita Drilling	EL374
Devlan											
Exploration	Devlan et al Thunder River N-73	67.4075	-131.464444	EX	1146	1142	2/24/01	3/15/01	P&S	Akita Drilling	EL373
Devlan											
Exploration	Devlan et al Tree River B-10	67.3205556	-131.758333	EX	1294	1290	1/28/01	2/20/01	P&S	Akita Drilling	EL386
Imperial	Well(O-19X)			DV	763	763	7/20/01	7/27/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(m-19X)			DV	711	711	7/28/01	7/27/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(N-18X)			DV	638	638	8/5/01	8/3/01	PROD	Akita #51	PAA
Imperial	Well(O-16X)			DV	756	756	7/12/01	7/9/01	INJ	Akita #51	PAA
Mackenzie Delta											
Devon ARL	Devon PC Tuk M-18	69.2973889	-133.076278	EX	2962	2759	12/24/01	2/4/02		Akita #63E	IN
Japex	Japex/JNOC/GSC Mallik 3L-38	69.4606433	-134.661559	Other	1188	454	12/25/01	1/8/02	SUSP	Akita #15	EL393
PetroCanada	PC-Anderson Kurk M-15	69.0768161	-135.333024	EX	3093	3093	2/10/01	4/17/01	P&S	Akita #60	EL395
Aurora										Akita/Equitak #15	
College	Aurora Training Well, Inuvik G-53	68.3905278	-133.761722	Other	401	401	7/29/2001	8/4/2001	SUSP		

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

³ Permis de prospection: EL= permis de prospection; SDL= attestations de découverte importante; PAA= champs de pétrole Norman Wells, IN=terres Inuvialuits

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 d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne ressource compétente, nommé 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 obtenus en s'adressant à :
Attribution des droits et politiques, (819) 953-8529.

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

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

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

Information on royalty matters and royalty submissions: Manager, Fiscal Policy and Royalty Administration - Telephone: (819) 953-9488.

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
Adresse municipale: 10, rue Wellington, 6^e étage, Hull (Qc)
Téléphone: (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828
Internet : <http://www.ainc-inac.gc.ca/pétrole>

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

Autres sources d'information

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

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

Office national de l'énergie
444, 7^e Avenue sud-ouest
Calgary (AB) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

L'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière de la Commission géologique du Canada offre l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60^e parallèle à :

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

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

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