

Pétrole et gaz du Nord

Rapport annuel 1994

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Ronald A. Irwin, C.P., député,
ministre des Affaires indiennes et du Nord **canadien**
Ottawa, 1995

QS-8509-000-FF-A1
N° de catalogue R71-47/1994F
ISBN 0-662-80 159-8

© **Ministre** des Approvisionnements et Services Canada

This publication is also available in English
under the title:

Northern Oil and Gas -Annual Report 1994

***Message de l'honorable Ronald A. Irwin,
ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien***

C'est avec plaisir que je sou mets au Parlement le *Rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord* de 1994.

L'an dernier, j'ai indiqué au Parlement que le Nord du Canada était à l'aube d'une ère nouvelle. La reprise de la prospection pétrolière et gazière sur les terres publiques me porte à croire que nous en avons franchi le seuil. De véritables progrès marquent l'année qui vient de s'écouler. Les partenariats que nous avons établis avec les résidents du Nord serviront d'assises à un avenir fécond pour tous les Canadiens pendant que nous continuons d'unir nos efforts pour renforcer l'économie du Nord.

Deux demandes de désignations, dans les régions du sud des Territoires du Nord-Ouest et de la vallée du Mackenzie, ont suscité l'intérêt d'entreprises en vue de la réouverture de la partie continentale à l'activité de prospection. Deux appels d'offres, lancés par la suite en 1994, ont attiré des soumissions très concurrentielles. En décembre, les résultats ont été annoncés pour le sud des Territoires du Nord-Ouest, couronnant ainsi la fin de l'année d'une note prometteuse. Les résultats des appels d'offres pour la vallée du Mackenzie seront annoncés en 1995.

La réouverture de la partie continentale à la prospection est le résultat des efforts des collectivités du Nord et des représentants de mon ministère qui, ensemble, ont œuvré à cette réalisation concrète. Celle-ci multipliera les occasions d'emploi et les débouchés d'affaires dont la population du Nord a tant besoin.

L'intérêt vif et renouvelé que porte l'industrie pétrolière à la région fait plaisir à voir. Je suis persuadé que cette initiative rehaussera la sensibilité et l'intérêt du secteur privé à l'endroit des débouchés uniques qu'offre le Nord aux investisseurs. Il est également encourageant de constater que les populations autochtones du Nord sont, pour leur part, intéressées à donner à l'industrie pétrolière l'occasion de participer à l'avenir du Nord.

Au cours de l'année qui vient de se terminer, le gouvernement a éloquentement démontré son engagement au renouveau économique de toutes les régions du Canada, y compris les régions situées au nord du 60^e parallèle. Cet engagement inclut l'adoption du projet de loi C-25, la loi modifiant la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, qui prévoit le maintien en exploitation du champ pétrolier de Norman Wells tant que ce dernier sera rentable.

Au chapitre des grandes initiatives en matière de règlement de revendications territoriales, de transfert de responsabilités et de développement durable dans la conjoncture financièrement contraignante que nous connaissons, cette nouvelle ère posera certainement plusieurs défis. Les partenariats établis devront témoigner constamment de leur engagement en faveur d'un avenir démontrant que le Nord est un lieu où la tradition et l'innovation peuvent s'appuyer réciproquement et être toutes deux valorisées à l'aube du XXI^e siècle.



Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord	3
Processus de gestion des ressources en vertu de la <i>Loi fédérale sur les hydrocarbures</i>	5
pétrole et du gaz	6
.....	6
Demande de designations	7
Appels d'offres	7
Emploi et retombées économiques	8
Prospection	15
Exploitation et production	15
Norman Wells	15
Bent Horn	16
Kotanelee	16
Pointed Mountain	
Cameron Hills	
activités	
Résumé	18
Partie	20
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	22
Îles d'Arctique extracôtière l'Arctique	24
règlements	25
.....	26
Examens des effets environnementaux	26
Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord	26
Comité directeur de la mer de Beaufort	26
Surveillance et évaluation environnementales dans la région de Beaufort	26
Plan stratégique des mers arctiques	27
Fonds pour l'étude de l'environnement	27
Programme de recherche et de développement énergétiques	27
Sources d'information	29
C a r t e s	
Terres domaniales du Nord canadien	2
Découvertes de pétrole et de gaz	Au centre
Les entreprises choisies-Sud des Territoires du Nord-Ouest	10
Parcelles designées pour la vallée du Mackenzie	11



Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord

Bien que l'activité de prospection dans le Nord soit demeurée faible en 1994, d'importants indices

La mise en œuvre des ententes de règlement des revendications territoriales des Gwich'in et des Sahtu, autochtones et des Deh Cho de Fort Liard ont permis la concrétisation des premiers processus d'attribution de droits pétroliers et gaziers dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest et la vallée centrale du Mackenzie depuis 25 ans.

Fort Liard, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, est situé immédiatement au nord du nord-est de la Colombie-Britannique, une région où la prospection s'est intensifiée. Une demande de designations a mené à un appel d'offres concernant huit parcelles dont la superficie totale atteint presque 150 000 hectares. Les dépenses totales prévues dans le cadre des huit permis délivrés dépassent 22 millions de dollars. On s'attend à ce que l'activité de prospection dans la région commence par des travaux sismiques en 1995.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie comprend l'important champ pétrolifère de Norman Wells. La demande de designations de terres dans cette région a également suscité l'intérêt de l'industrie. Cinq parcelles couvrant une superficie totale d'environ 527 000 hectares ont fait l'objet d'un appel d'offres concurrentielles qui prendra fin en avril 1995.

Aucun programme de prospection (y compris des levés géophysiques et géologiques ou des forages de prospection) n'a été effectué au nord du 60^e parallèle en 1994. Toute l'activité de forage a été axée sur la mise en valeur des champs pétrolifères connus de Pointed Mountain et de Cameron Hills.

Les dépenses en prospection pétrolière et gazière dans le Nord ont rapidement diminué après avoir atteint un sommet de près d'un milliard de dollars du milieu des années 1980; en 1994, elles se sont chiffrées à environ 9 millions seulement. Les redevances versées par l'industrie pour la production pétrolière et gazière du Nord se chiffrent à 7,4 millions de dollars pour l'année 1994.

Une modification mineure mais importante a été apportée à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* donnant force de loi à l'Accord modificateur de Norman Wells de 1994. L'accord modificateur prolonge la durée de l'entente sur la superficie prouvée de Norman Wells, conclue en 1944 entre la Compagnie pétrolière impériale et le gouvernement, et modifie légèrement les frontières des terres définies par l'entente. Cette modification devrait maximiser la production et donner lieu à un programme de forage de 30 millions de dollars.

En mai 1993, le gouvernement fédéral et le gouvernement territorial du Yukon ont signé un accord (l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz) qui transfère au Yukon les responsabilités de l'administration et de la réglementation relatives à la prospection et à la mise

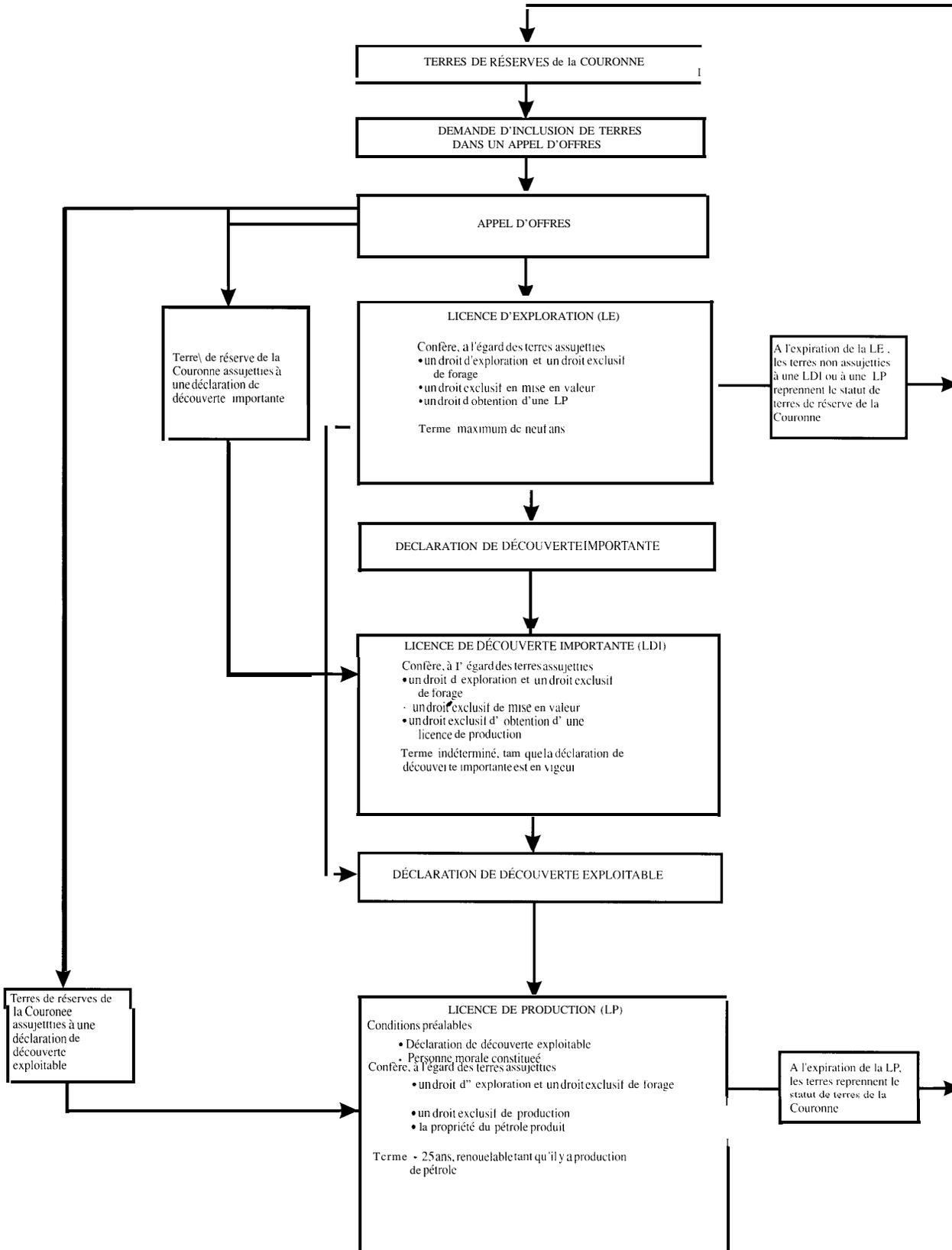
en valeur du pétrole et du gaz sur la partie côtière du territoire. La mise en œuvre de l'Accord suivra son adoption par le Parlement du Canada et par l'assemblée législative du Yukon. En 1994, les travaux visant l'élaboration d'une loi au stade d'ébauche se sont poursuivis. Après la mise en œuvre de l'Accord, le Yukon exercera une autorité de type provincial sur toute l'activité pétrolière et gazière dans son territoire. L'Accord prévoit également un engagement à l'égard de la gestion partagée des ressources en pétrole et en gaz de la mer de Beaufort.

Le projet de loi C-6 a reçu la sanction royale le 12 mai 1994. Celui-ci modifie la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, ainsi que la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. En vertu du projet de Loi C-6, l'Office national de l'énergie peut fournir des conseils aux ministres, ainsi qu'aux agents et aux fonctionnaires des ministères fédéraux et provinciaux et des organismes gouvernementaux. Le projet de loi transfère également le droit de faire appel, d'effectuer des enquêtes et d'établir des ordonnances relatives aux questions de conservation, du Comité du pétrole et du gaz à l'Office national de l'énergie.

Le volume des ressources déjà découvertes sur la partie continentale, dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort et sur les îles de l'Arctique atteint 346 millions de mètres cubes de pétrole et 813 milliards de mètres cubes de gaz naturel. Selon les estimations globales, le Nord contiendrait environ 28 p. 100 des réserves potentielles globales de pétrole brut léger classique récupérable, qui sont de 7 443 millions de mètres cubes pour l'ensemble du Canada, et environ 32 p. 100 des ressources potentielles globales de gaz classique récupérable, estimées à 16,5 trillions de mètres cubes.

Toutefois, à ce jour, environ 1 100 puits seulement ont été forés dans le Nord, alors qu'il y en a déjà environ 159 000 en Alberta. En outre, le Nord n'exploite qu'une proportion relativement faible de son pétrole et de son gaz, par rapport au sud du Canada. En conséquence, alors que le Nord contient environ 25 p. 100 des réserves découvertes non exploitées du Canada, tant en pétrole qu'en gaz, l'importance des bassins septentrionaux est encore plus manifeste lorsque l'on tient compte des ressources en pétrole et en gaz classiques non encore découvertes. Selon les estimations, le Nord contiendrait environ 40 p. 100 du potentiel non découvert au Canada pour ce qui touche les réserves de pétrole brut léger et de gaz classiques.

Système de gestion des ressources établi en vertu de la Loi fédérale sur les hydrocarbures



Gestion du pétrole et du gaz

La gestion prudente des ressources de **pétrole** et de gaz au nord du 60^e par-allele dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon relève du gouvernement federal. Cette responsabilite s'exerce dans un cadre de maintien de l'équilibre entre les **intérêts** du Nord et les **intérêts** nationaux, grace à la promotion d'investissements en prospection **pétrolière** et de **choix** de politiques de gestion des ressources qui favorisent le developpement durable.

La gestion des ressources de **pétrole** et de gaz des terres publiques au nord du 60^e par-allele est **régié** par deux **lois** fédérales: la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC).

La LFH régit l'affectation des terres publiques aux entreprises du secteur **privé**, la tenure des droits **attribués** ainsi que l'établissement et la **collecte** des redevances. Elle est administree par le ministere des Affaires indiennes et du Nord **canadien**.

La LOPC reglemente les **activités** industrielles en **fonction** de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la **sécurité** des travailleurs. Elle est administree par l'Office national de l'énergie.

Attribution des droits

L'année 1994 a **marqué** la premiere attribution de droits dans la **partie** continentale des Territoires depuis 25 ans. Deux demandes de designations, une dans le sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest et l'autre dans la **partie centrale** de la vallée du Mackenzie ont reussi à susciter l'**intérêt** de l'industrie.

Le processus d'attribution des droits se deroule dans le cadre du developpement durable. La prise de decisions est publique et transparente, et tient **compte** des opinions des gouvernements du Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, de nombreux ministres du gouvernement federal ainsi que des Premieres nations concemees.

Demande de désignations

La demande de désignations de 1994 dans le sud des Territoires du Nord-Ouest a été le fruit d'une vaste consultation et collaboration avec le Conseil de bande de Fort Liard. Un partenariat a permis de déterminer les exigences pertinentes aux soumissions en matière d'environnement et d'avantages pour la région. Les connaissances traditionnelles sur la protection environnementale et sur l'utilisation des terres ont servi d'assises à l'exclusion de certaines terres du processus d'attribution de permis. Nous avons travaillé ensemble pour maintenir l'équilibre entre les trois objectifs du développement durable : la protection de l'environnement, la croissance économique et la stabilité sociale.

De même, la demande de désignations de 1994 pour la vallée du Mackenzie s'est appuyée sur l'esprit des récentes ententes de règlement des revendications territoriales des Premières nations Gwich'in et Sahtu, et a bénéficié de leur appui entier. Ces règlements de revendications territoriales définissent la façon dont les Gwich'in et les Sahtu affirment leurs droits sur les terres et les ressources naturelles, et définissent la propriété, les droits de chasse et de pêche et la participation à la gestion des terres et des ressources, ce qui élimine les incertitudes par la cogestion.

La demande annuelle de désignations dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort n'a attiré aucune soumission.

Appels d'offres

Huit parcelles couvrant environ 149 817 hectares ont été indiquées par l'industrie lors de la demande de désignations de 1994 pour le sud des Territoires du Nord-Ouest, qui a pris fin le 13 juillet 1994. L'appel d'offres qui a suivi s'est terminé le 30 novembre 1994 et a réussi à attirer des soumissions de travaux d'un montant global de 22 681 389 \$ pour les huit parcelles.

Le critère de sélection des soumissionnaires était la somme totale des dépenses prévues en travaux de prospection sur chaque parcelle donnée au cours des quatre premières années du permis. Le forage d'un puits pendant ces quatre premières années est une condition au renouvellement du permis pour

trois autres années. La tenure n'est pas liée à la dépense du montant total prévu dans une soumission. Les soumissionnaires retenus recevront le permis de prospection en janvier 1995.

Cinq parcelles, représentant une superficie de quelque 526 526 hectares, ont été définies dans le cadre de la demande de designations de 1994 pour la vallée du Mackenzie. La date limite de l'appel d'offres qui a suivi a été fixée au 24 avril 1995. Les cinq parcelles sont situées dans les plaines du Mackenzie et de la Peel, où les initiatives de prospection antérieures ont montré que le bassin sédimentaire sous-jacent est un prolongement vers le nord du riche bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. L'important champ pétrolifère de Norman Wells de la Compagnie pétrolière impériale, quatrième en importance parmi les champs pétrolifères en production au Canada, est situé dans cette région. Le critère de sélection des soumissionnaires pour ces cinq parcelles est la somme totale des dépenses prévues en travaux de prospection au cours des premières quatre ou cinq années de la licence.

Emploi et retombées industrielles

Les dispositions de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) précisent des exigences particulières visant une participation équitable et universelle des Canadiens à la prestation des biens et services nécessaires à l'activité pétrolière et gazière dans le Nord. Lorsque des travaux de prospection et d'exploitation sont entrepris dans le Nord, les sociétés titulaires doivent ménager à la population du Nord un accès équitable et complet à l'emploi, à la formation et aux occasions d'affaires.

Bien que l'activité soit demeurée faible en 1994, les montants investis en travaux de prospection, de production et de mise en valeur dans le Nord se sont maintenus au niveau de 1993.

Le règlement des revendications territoriales dans le Nord et l'activité industrielle intense dans le nord de la Colombie-Britannique suscitent actuellement un climat propice à la revitalisation de l'industrie pétrolière du Nord. La prospection de nouvelles régions devrait accroître le nombre d'emplois et de débouchés commerciaux. De concert avec les

Rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord

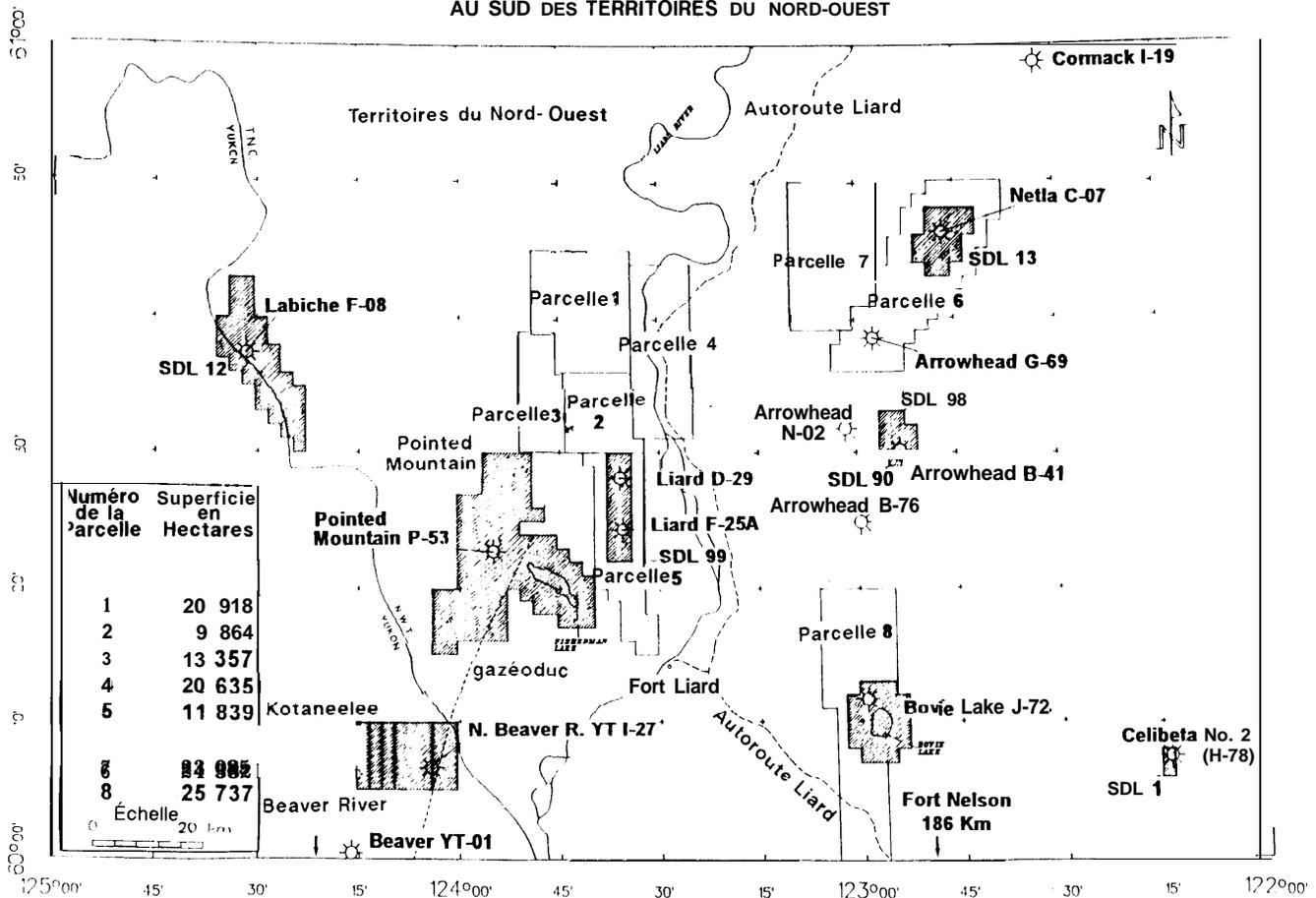
gouvernements territoriaux, le **ministère** des Affaires indiennes et du Nord **canadien** continuera de promouvoir **l'égalité d'accès** à toutes les occasions issues de la prospection.

Rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord

Renseignements sur les entreprises choisies – Sud des Territoires du Nord-Ouest

Parcelle	Soumissionnaires retenus	Montant des dépenses prévues
n° 1	Ranger Oil Limited (100 %)	1838 075 \$
n° 2	Ranger Oil Limited (100 %)	3 529 000 \$
n° 3	Amoco Canada Petroleum Company Ltd.(50%) Chevron Canada Resources Limited (50 %)	1278 934 \$
n° 4	Ocelot Energy Inc. (100 %)	1 500 000 \$
n° 5	Chevron Canada Resources Limited (100 %)	1201200 \$
n° 6	Shell Canada Limited (100 %)	1768 600 \$
n° 7	Paramount Resources Ltd. (100 %)	2 800 000 \$
n° 8	Shell Canada Limited (100 %)	8 765 580 \$

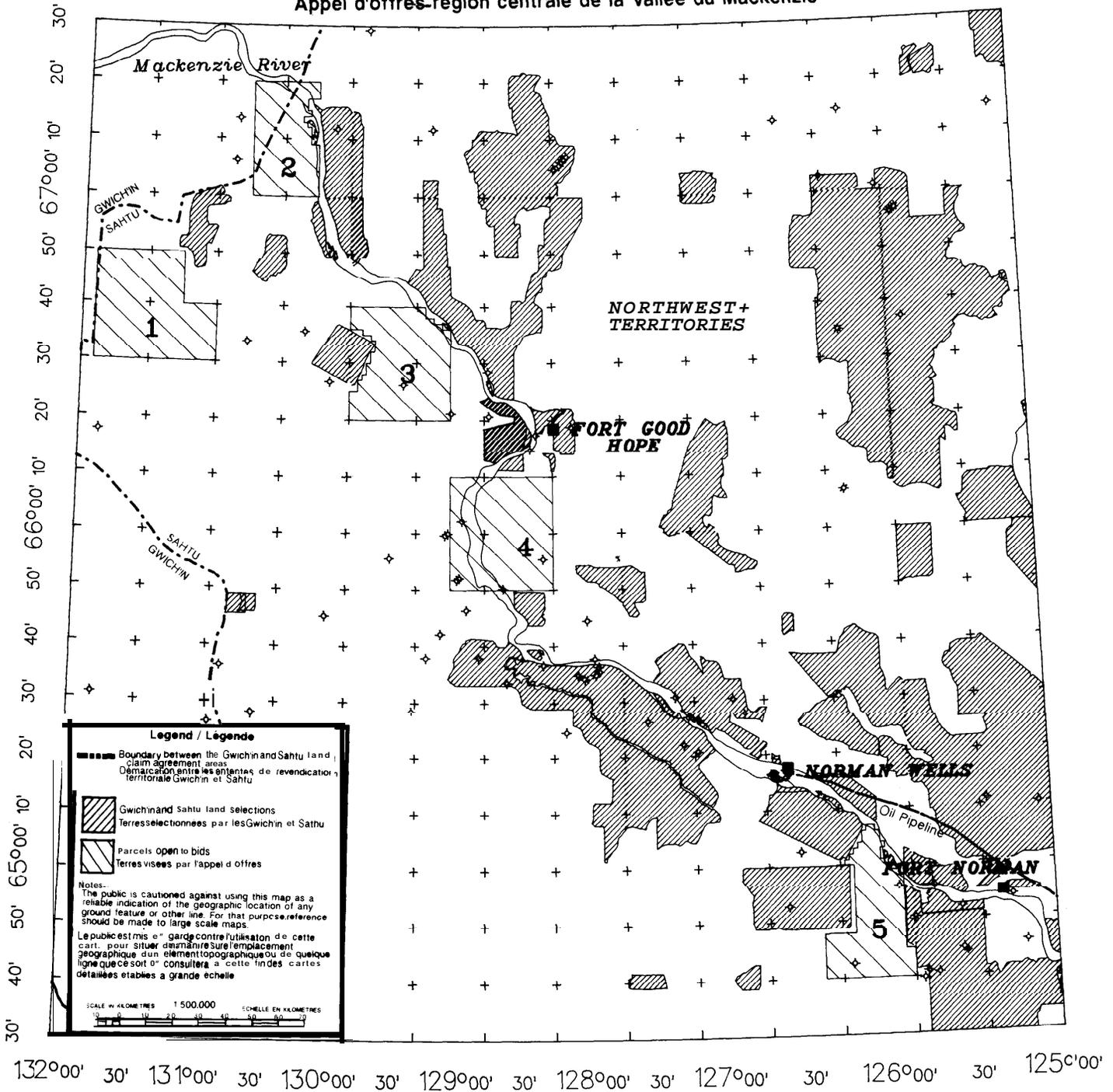
PARCELLES ATTRIBUÉES SUITE À L'APPEL D'OFFRES de 1994 RELATIF
AU SUD DES TERRITOIRES DU NORD-OUEST



Central Mackenzie Valley Call for Bids

1994

Appel d'offres-région centrale de la Vallée du Mackenzie



Bilan foncier à la fin de 1994

Région	Nombre de permis en vigueur* ¹	Terres rétrocedées ou abandonnées (en millions d'hectares)	Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	Terres en attente* ² (en millions d'hectares)
Partie continentale des Territoires	53	0	0* ³	0,2	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	72		0* ³	1,1	0,9
Îles de l'Arctique et zone extracôtère de l'est de l'Arctique	23	0	0	1,3	2 s
Total	148	0	0*³	2,6	3,4

Portefeuilles fonciers à la fin de 1994

	1990	1991	1992	1993	1994
Nombre de permis en vigueur* ¹	132	147	149	151	148
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0,1	0,3	0* ³	0	0
Terres rétrocedées ou abandonnées (en millions d'hectares)	1,1	1,3	0,2	0	0,3
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,8	2,7	2,6	2,6	2,6

*¹ Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

*² Comprend les régions comme le cap Bathurst et la baie de Baffin.

*³ Moins de 0,1.

Rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord

Recettes pétrolières et gazières brutes perçues en 1994 (en dollars)

Mois	Droits d'émission	Loyers d'enregistrement	Droits	Redevances	Total
Janvier	0,00	0,00	0,00	942 525,08	942 525,08
Février	0,00	0,00	0,00	68 354,20	68 354,20
Mars	0,00	399,23	325,00	976 852,00	977 576,43
Avril	0,00	0,00	0,00	459 018,71	459 018,71
Mai	0,00	0,00	325,00	671 468,58	671 468,58
Juin	0,00	5 979,00	42,75	591 741,60	597 763,35
Juillet	10 500,00	0,00	70,50	702 829,71	1 563 415,97 ^{*1}
Août	0,00	0,00	0,00	792 227,35	792 227,35
Septembre	20,00	1 440,00	10,25	511 782,66	713 356,91 ^{*2}
Octobre	0,00	0,00	93,75	495 460,28	495 554,03
Novembre	0,00	0,00	0,00	601 605,89	601 605,89
Décembre	6750,00	0,00	0,00	695 356,16	702 106,16
Total (\$)	17 270,00	7 818,23	627,25	7 455 222,42	8 531 057,66

*1 Comprend 850 015,76 \$ en paiements forfaitaires.

*2 Comprend 200 140,00 \$ en paiements forfaitaires.

Permis de prospection en vigueur dans le Nord

PP317

Titulaire: Pembina
 Date d'entrée en vigueur: Le 5 octobre 1986
 Date d'expiration: n.d.
 Bilan de l'activité: Assujetti à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux
 Superficie: 175810ha

PP329

Titulaire: Amoco
 Date d'entrée en vigueur: Le 5 septembre 1987
 Date d'expiration: n.d.
 Bilan de l'activité: Assujetti à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux
 Superficie: 349 982 ha

PP344

Titulaire: Compagnie pétrolière impériale
 Date d'entrée en vigueur: Le 1^{er} juin 1987
 Date d'expiration: n.d.
 Bilan de l'activité: Prolongé en raison d'une demande d'attestation de découverte importante
 Superficie: 7 787 ha

PP355

Titulaire: Compagnie pétrolière impériale
 Date d'entrée en vigueur: Le 1^{er} août 1990
 Date d'expiration: n.d.
 Bilan de l'activité: Prolonge en raison d'une demande d'attestation de découverte importante
 Superficie: 15351 ha

P P 3 5 8

Titulaire: Chevron
 Date d'entrée en vigueur: Le 16 décembre 1991
 Date d'expiration: Le 15 décembre 2000
 Bilan de l'activité: Un puits **doit être** fore avant le 16 décembre 1996
 Dépenses prévues dans la soumission: 3 200 000 \$
 Superficie: 140 088 ha

P P 3 5 9

Titulaire: Shell
 Date d'entrée en vigueur: Le 16 décembre 1991
 Date d'expiration: Le 15 décembre 1999
 Bilan de l'activité: Un puits **doit être** fore avant le 16 décembre 1995
 Dépenses prévues dans la soumission: 1555 880 \$
 Superficie: 37 322 ha

PP360

Titulaire: Shell
 Date d'entrée en vigueur: Le 16 décembre 1991
 Date d'expiration: Le 15 décembre 1999
 Bilan de l'activité: Un puits **doit être** fore avant le 16 décembre 1995
 Dépenses prévues dans la soumission: 6 556 728 \$
 Superficie: 36 765 ha

PP361

Titulaire: Shell
 Date d'entrée en vigueur: Le 16 décembre 1991
 Date d'expiration: Le 15 décembre 1999
 Bilan de l'activité: Engagement de forage **respecté**
 Dépenses prévues dans la soumission: 45 223 000 \$
 Superficie: 36 756 ha

Prospection

Aucun programme de prospection (y compris des levés géophysiques et géologiques et des forages de prospection) n'a été effectué au nord du 60^e parallèle en 1994. Toute l'activité de forage a été axée sur la mise en valeur des champs connus de Pointed Mountain et de Cameron Hills.

Exploitation et production

Norman Wells

Le champ pétrolier de Norman Wells est le quatrième plus important champ pétrolier en production au Canada en terme de réserves récupérables, ces réserves étant évaluées à 37,5 millions de mètres cubes (236 millions de barils). On y a découvert du pétrole en 1920, et la Compagnie pétrolière impériale y exploite une petite raffinerie depuis 1930. La Compagnie détient deux tiers des parts dans Norman Wells et le gouvernement fédéral détient le reste. Le projet d'expansion de Norman Wells a été lancé en 1983. Environ la moitié des réserves récupérables d'hydrocarbures ont été exploitées et on s'attend à une durée de production d'encore 25 ans au moins.

En 1992, la Compagnie pétrolière impériale a été autorisée à modifier le plan de mise en valeur du champ de Norman Wells pour permettre l'exécution d'un projet triennal d'injection de fluides miscibles dans les hydrocarbures. Le projet, qui vise à évaluer les avantages techniques de cette méthode dans le bassin de Norman Wells, utilisera du propane pour l'injection. La Compagnie pétrolière impériale a amorcé le projet en février 1993.

En 1994, le volume de pétrole produit dans le champ de Norman Wells a été de 1,73 million de mètres cubes (10,9 millions de barils), ce qui représente une baisse de 3,4 p. 100 par rapport à 1993. La production a atteint son point culminant en juillet, le taux de production quotidienne moyen s'établissant alors à 499 1 mètres cubes. La production totale de pétrole depuis l'ouverture du champ jusqu'à la fin de 1994 se chiffrait à 21,3 millions de mètres cubes. Le volume de gaz produit a légèrement diminué, passant de 133,6 millions de mètres cubes en 1993 à 124 millions de mètres cubes en 1994.

A la fin de l'année, Norman Wells comptait 168 puits de production et 156 puits d'injection (150 injectés à l'eau et 6 injectés au propane) ainsi que 3 puits d'observation.

Bent Horn

En 1994, environ 53 000 mètres cubes (333 000 barils) de **pétrole** ont été produits dans le champ **pétrolifère** de Bent Horn, dans les îles de l'Arctique. Durant l'été, 48 500 mètres cubes (305 000 barils) ont été transportés à partir de l'île Cameron par le *M.V. Arctic*, un **navire-citerne** à double coque.

Kotaneelee

La production du champ **gazéifère** de Kotaneelee, dans le sud du Yukon, qui était interrompue depuis 1980, a repris en 1991. En 1994, la production de gaz naturel y a atteint 471,1 millions de **mètres** cubes (16,6 milliards de pieds cubes).

Pointed Mountain

La production du champ de gaz naturel de Pointed Mountain, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, a atteint 63,6 millions de **mètres** cubes (2,2 milliards de pieds cubes) en 1994. Amoco a **remis en fonction** deux **anciens** puits de ce champ dans l'espoir **d'accroître** la production. Les sections inférieures des deux puits avaient été abandonnées, **mais** la compagnie a fore, à partir de ces deux puits, deux autres puits **déviés**, dont l'un a été mis en production, et l'autre **colmaté**.

Cameron Hills

Il n'y a eu aucune production de **pétrole** à Cameron Hills en 1994. Paramount y a fore deux autres puits de **développement** durant l'année.

Bilan des activités de puits en 1994

Nom du puits	Emplacement (latitude et longitude)	Activités	Situation	Profondeur totale
Paramount et al Cameron I-74	60°03'35"N 117°28'19"O	Developpement et installations de forage : Phelps 4E, Flint n° 7 18	COLMATEET INTERROMPU Forage : 24-01-1994 Retrait des installations de forage :14-02- 1994 Date d'achevement du puits :n.d.	1 644 m
Paramount et al Cameron C-75	60°04'02"N 117°29'12"O	Ddeveloppement et installations de forage : Phelps 4E, Flint n° 7 18	COLMATE ET INTERROMPU Forage :17-02- 1994 Retrait des installations de forage : 20-03-1994 Date d'achevement du puits :n.d.	1590m
PanAm Pointed Mountain K-45	60°24'33"N 123°53'51"O	Developpement et installations de forage : Drive Rig 4 1	ABANDONNE Rentrée : 10-06-1994, formation Nahanni Abandon de la section inférieure : 19-06- 1994	4100 m
PanAm Pointed Mountain K-45A	60°24'33"N 123°53'51"O		FERMÉ Forage : puits dévié le 20-06- 1994 Retrait des installations de forage :27-07- 1994 Reconditionnement :04-09- 1994 Retrait des installations de forage : 08-09- 1994	2823 m
PanAm Pointed Mountain P-53	60°22'45"N 123°54'33"O	Developpement et installations de forage : Drive Rig 4 1	ABANDONNE Rentrée : 27-07-1 994 pour abandonner la section inferieure et preparer une deviation et une rentrée dans la formation Nahanni : 27-07-1994 Abandon de la section inferieure :09-03- 1994	4371 m
PanAm Pointed Mountain P-53A	60°22'45"N 123°54'33"O		EN PRODUCTION Forage : 10-08-1994 Dévié au niveau 3690 et trou ouvert complete à Nahanni Retrait des installations de forage : 03-09-1994	4104m
Imperial Atertak E-4 1	69°25'55"N 132°42'38"O		ABANDONNE le 17-03- 1994	1984m
Imperial Pikiolok M-26	69°25'55"N 132°37'26"O		ABANDONNE le 19-03- 1994	1986m
Esso Ivik J-26	69°35'42"N 134°20'38"O		ABANDONNÉ le 22-03-1994	3648 m

Résumé statistique *1

Bilan des activités

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis délivrés *2	4	24	5	2	0
Puits forés par battage	12	9	2	0	0
Mètres forés	15811	15 325	2560	0	0
Puits achevés	14	9	2	0	4
Travaux géophysiques effectués	8	6	4	2	0
Levés sismique réflexion (en km)	4552	3 641	5822	340	0
Mois d'installations de forage	12	12	2	0	0

Bilan des ressources découvertes en 1994*3

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

*1 Les données statistiques relatives à la prospection, à l'exploitation et à la production ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les estimations relatives aux ressources sont les plus récentes estimations qui soient disponibles.

*2 Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

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

Production de pétrole et de gaz

	1990	1991	1992	1993	1994
Production de p&role (en milliers de m ³)					
Norman Wells	1 841,0	1 894,0	1 850,0	1 790,0	1 730,0
Bent Horn	24,0	32,6	28,2	56,9	52,9
Total	1 865,0	1 926,6	1 878,2	1 846,9	1 782,9
Production de gaz (en millions de m ³)					
Pointed Mountain	74,0	90,0	86,7	99,6	63,6
Norman Wells	126,0	130,0	128,0	133,6	123,9
Kotaneelee	0	227,2	506,9	492,3	471,1
Total	200,0	447,2	721,6	725,5	658,6

Partie continentale des Territoires

Bilan des activités

	1990	1991	1992	1993	1994
Puits fores par battage					
Puits de decouverte et de delimitation	11	7	0	0	0
Puits de developpement	0	1	0	0	4
Total	11	8	0	0	4
Puits achevés*¹					
Puits de decouverte et de delimitation	12	7	0	0	0
Puits de développement	0	1	0	0	4
Total	12	8	0	0	4
Mètres fores					
Puits de decouverte et de delimitation	14 197	12 153	0	0	0
Puits de developpement	0	636	0	0	0
Installations de forage en exploitation	6	5	0	0	0
Travaux géophysiques effectués					
Levés réflexion	2	5			
		321* ²	1867* ²		
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	2,8	2,5	1,1		
Travaux de prospection, de délimitation et de reconditionnement * ³	26,3	18,8	7,7	4,9	
Forages de developpement		3,7			
Installations de production			8,6	5,6	8,8
Total des dépenses (en millions de dollars)	29,1	25,0	17,4		12,8

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

*² Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*³ Inclut les essais de production prolongés.

Bilan des ressources

	1990	1991	1992	1993	1994
Ressources découvertes*¹					
Gaz naturel (en milliards de m ³)	35,5	22,7	22,7	34,6	35,0
P&role (en millions de m ³)	37,7	39,1	39,1	39,4	40,0
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m ³)	74,0	90	87	100	100,0
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m ³)	126	130	128	134	134,0
Norman Wells, p&role (en milliers de m ³)	1841	1894	1850	1790	1790,0
Kotanelee, gaz naturel (en millions de m ³)	0	227	507	492	493,0

Bilan foncier

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis délivrés* ²	1	12	2	0	0
Nombre de permis en vigueur	45	51	53	53	53
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0	0* ³	0* ³	0	0
Terres rétrouvé es ou abandonnées (en millions d'hectares)	0,4	0,5	0* ³	0	0
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2

*¹ Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.

*² Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

*³ Moins de 0,1.

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Bilan des activités

	1990	1991	1992	1993	1994
Puits fores par battage					
Puits de découverte et de delimitation	1	1	2	0	0
Puits achevés* ¹					
Puits de découverte et de delimitation	2	1	2	0	0
Mètres fores					
Puits de découverte et de delimitation	1614	3 173	2560	0	0
Installations de forage en exploitation	2	1	1	0	0
Taux d'exploitation (mois d'installations de forage)	2	2	2	0	0
Travaux géophysiques effectués	6	1	3	1	0
Levés par sismique réflexion (en km)	4371 * ²	3 320	3955* ²	285	0
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	16,6	4,2	8,8	4	0
Travaux de prospection, de delimitation ou de reconditionnement	18,9	4,9	10,1	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	35,5	9,1	18,9	4	0

Bilan des ressources

	1990	1991	1992	1993	1994
Ressources découvertes* ³					
Gaz naturel (en milliards de m ³)	356,6	357,0	356,0	359,5	360,0
P&role (en millions de m ³)	240,7	241,4	228,0	240,0	240,0

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

*² Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*³ Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.

Bilan foncier

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis délivrés* ¹	3	12	3	2	0
Nombre de permis en vigueur	64	73	73	73	72
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0,1	0,3	0* ²	0* ²	0
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	0,7	0,8	0,2	0* ²	0* ²
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	1,9	1,2	1,1	1,1	1,1

*¹ Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

*² Moins de 0,1.

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Bilan des activités*¹

	1990	1991	1992	1993	1994
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0	0	0	0,4	0
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	0	2,7	4,2	n.d.	0
Installations de production	0	0	0,2	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	0	2,7	4,4	n.d.	n.d.

Bilan des ressources

	1990	1991	1992	1993	1994
Ressources découvertes* ²					
Gaz naturel (en milliards de m ³)	416,4	416,4	416,4	416,4	416,4
P&role (en millions de m ³)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (en milliers de m ³)	24,0	32,6	28,2	28,2	48,5

Bilan foncier

	1990	1991	1992	1993	1994
Permis délivrés* ³	0	0	0	0	0
Nombre de permis en vigueur	23	23	23	23	23
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0	0	0	0	0
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	0	0	0	0	0
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	1,29	1,3	1,3	1,3	1,3

*¹ Aucune activité de forage ou activité géophysique à signaler depuis 1989.

*² Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.

*³ Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Lois et règlements

Une modification a été apportée à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, donnant force de loi à l'Accord modificateur de Norman Wells de 1994. L'accord modificateur prolonge la durée de l'entente inter-venue en 1944 entre la Compagnie pétrolière impériale et le gouvernement (*Norman Wells Proven Area Agreement*) et modifie légèrement les frontières des terres initialement définies. Cette mesure a pour but de maximiser la production du champ et devrait donner lieu à un programme de forage d'une valeur de 30 millions de dollars.

Plusieurs des initiatives réglementaires de 1994 se poursuivent en 1995 sous la responsabilité de l'Office national de l'énergie, en vertu du projet de loi C-6. Le projet a reçu la sanction royale le 12 mai 1994 et a modifié la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, ainsi que d'autres lois en conséquence. Aux termes du projet de loi C-6, plusieurs initiatives réglementaires passent au champ de compétence de l'Office national de l'énergie.

Le Règlement sur les redevances de Drake Point F-16 a été révoqué en 1944.

Les initiatives de modification des règlements passant au champ de compétence de l'Office national de l'énergie comprennent :

- le Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz du Canada
- le Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada
- le Règlement sur les installations pétrolières et gazières utilisées au Canada
- le Règlement sur les certificats de conformité délivrés au Canada
- le Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
- le Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières du Canada
- le Règlement sur les opérations relatives au pétrole et au gaz du Canada
- le Règlement sur le charge de projet.

Les initiatives de modification des règlements ci-dessous relèvent toujours du champ de compétence du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et se poursuivent en 1995 :

- le Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada
- le Règlement sur l'enregistrement des terres domaniales
- le Règlement sur l'arpentage des terres pétrolifères et gazifères du Canada

Mesures environnementales

Examens des effets environnementaux

On a examiné les effets environnementaux du reforage de deux puits **gazifères** dans le champ de Pointed Mountain, du forage de deux puits dans la région de Cameron Hills et de l'abandon de trois puits **près** de Tuktoyaktuk.

Programme d'initiatives pétrolières et gazières dans le Nord

Le Programme d'initiatives **pétrolières** et gazières dans le Nord (PIPGN) est un programme de recherche et de planification multidisciplinaire **établi** en 1984 pour permettre au gouvernement fédéral de traiter plus **efficacement** les futures propositions d'exploitation des hydrocarbures dans le Nord. Le programme, qui en **était à sa dernière année** d'exploitation, a continué à appuyer des études destinées à donner suite à des recommandations de recherche et de surveillance formulées par le Comité directeur de la mer de Beaufort.

Comité directeur de la mer de Beaufort

Le Comité directeur de la mer de **Beaufort** (CDMB) a **présenté** son rapport final au **Ministre** en 1991. Le document portait sur les préoccupations **cernées** par le Comité d'examen environnemental inuvialuit concernant la préparation en cas de déversements de **pétrole**. Depuis 1991, d'importants **progrès** ont **été réalisés** dans la mise en œuvre des recommandations formulées par le CDMB. Un plan de mise en **œuvre a été élaboré**; il précise les **ministères**, les organismes autochtones et les groupes industriels responsables de la mise en œuvre des recommandations du Comité. Des ateliers **scientifiques** ont **traité avec succès** des aspects routiniers de l'exploitation **pétrolière** et **gazière**.

On a mis au point un atlas informatisé à jour qui **identifie** les **écosystèmes** vulnérables et les **caractéristiques côtières** des zones de prospection en haute mer. Les fichiers des cartes digitales sont en format **QuickMap** et sont reliés à l'**information** correspondante mise en **mémoire** dans des **fichiers** du logiciel D-Base. On pourra se procurer un rapport sur les lieux éventuels d'élimination des déchets huileux dans la mer de **Beaufort** aux fins d'utilisation en cas de déversement **accidentel** de **pétrole**.

Surveillance et évaluation environnementales dans la région de Beaufort

Le Programme de surveillance et d'évaluation environnementales dans la région de **Beaufort** (PSEERB) est une initiative **financée** par le PIPGN dans le but de dégager les

priorités de recherche et de surveillance relatives à l'exploitation future des hydrocarbures dans la mer de Beaufort, le delta du Mackenzie et la **vallée** du Mackenzie. Lorsque le PSEERB s'est terminé en 1994, on a préparé un rapport final et un guide **commenté**. Le rapport est axé sur les **recommandations en matière** de recherche et de surveillance formulées par le PSEERB ainsi que le Programme de surveillance environnementale dans la mer de Beaufort et le Programme de surveillance environnementale du Mackenzie. Le guide **commenté** renferme les rapports définitifs de ces deux programmes et du PSEERB.

Plan stratégique des mers arctiques

Le plan stratégique des mers arctiques (PSMA) **définit** les responsabilités gouvernementales en cas de déversement **accidentel** dans les eaux arctiques canadiennes. Ce plan détermine le rôle de leadership et de soutien des différents organismes en fonction de la source et de **localisation** du déversement. Les plans de **contrôle** des déversements **accidentels** de pétrole dans le cadre du PSMA doivent être mis à jour et **améliorés** par ces différents organismes.

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE), **créé** en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, finance des études environnementales et **sociales liées** à la prospection et à la mise en valeur des **ressources pétrolières** et en gazières des terres domaniales. La priorité est **accordée** aux études qui fournissent l'information indispensable à la prise de décisions en matière de réglementation régionale ou nationale. Son Conseil d'administration est **formé** de représentants de ministères **fédéraux**, d'offices régionaux des hydrocarbures, d'organismes de l'industrie **pétrolière** et du grand public. Le programme est financé par des droits liés à l'utilisation des terres domaniales. Le FEE termine présentement un programme de six études amorcées au **cours** des quatre dernières **années**. Aucune nouvelle étude n'est **proposée** en 1994 et toutes les études devraient être publiées avant la **fin** de l'**année** 1995. Un rapport est **publié** pour chaque étude **financée** dans le cadre du programme.

A la suite d'une révision du programme du FEE par un groupe de travail, il a été recommandé de maintenir le Fonds au titre de mécanisme de recherche en participation **conjointe** par l'industrie et le gouvernement, **mais** de suspendre la perception de droits jusqu'à ce que l'activité dans les terres domaniales augmente.

Programme de recherche et de développement énergétiques

Le Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE) finance la recherche **énergétique axée** sur la croissance économique, le **développement** industriel,

la productivité et la sécurité du personnel. En 1994, l'Office national de l'énergie a reçu 2,1 millions de dollars du PRDE dans le but de promouvoir des initiatives de recherche et de développement pertinentes à l'activité pétrolière et gazière. Ce financement a servi à environ 60 projets, dont 20 étaient directement axés sur des aspects spécifiques à l'activité pétrolière et gazière dans le Nord. Les autres projets étaient de nature plus générale et applicables dans l'ensemble du Nord du Canada. Parmi les projets portant sur l'activité pétrolière et gazière dans le Nord, mentionnons :

- le devenir et le comportement du pétrole dans l'eau froide et la glace brisée (études du pétrole de Bent Horn, de Norman Wells et d'Amauligak)
- analyse de données sur les charges exercées par les glaces de Molikpaq
- un consensus sur les charges exercées par les glaces
- la stabilité du terrain et les pipelines du Nord
- la gestion des ressources granulaires de la région de la mer de Beaufort

D'autres ministères du gouvernement se partagent 14 millions de dollars provenant du financement de la Tâche n° 6 du PRDE. Plusieurs des projets entrepris portent sur des priorités de recherche et de développement définies par le Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que l'Office national de l'énergie, relativement à l'activité pétrolière et gazière sur les terres domaniales du Nord.

Sources d'information

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

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

Les copies des demandes de désignations et des appels d'offres, la date des appels à venir et toute autre information connexe peuvent être obtenues en s'adressant à :

Chef, Attribution des droits et Politiques – Téléphone : (819) 994-1606

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant à :

Agent d'information sur les droits et revenus – Registraire – Téléphone : (819) 953-8490

L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du :

Géophysicien en chef – Téléphone : (819) 953-8722

On peut se procurer les différents rapports et guides d'information sur les règlements relatifs à l'utilisation des terres, les directives environnementales d'exploitation dans les territoires et les revendications en s'adressant au :

Kiosque de renseignements -Téléphone : (819) 997-0380 Télécopieur: (819) 953-3017

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

Adresse municipale : 6^e étage, 10, rue Wellington, Hull (Québec)
Téléphone : (819) 997-0877
Télécopieur : (819) 953-5828

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

Sources additionnelles

Office national de l'énergie
Édifice Cadillac Fair-view
311, 6^e Ave. SO
Calgary (Alberta)
Canada T2P 3H2
T&phone : (403) 292-4800 Télécopieur: (403) 292-5503

L'Office national de l'énergie offre:

- des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation par le biais de son Bureau du soutien à la **réglementation**;
- un accès aux rapports géologiques et géophysiques publiés par le biais de la Direction de **l'évaluation des ressources**;
- l'accès à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits par le biais de la Direction du **génie**;
- des exemplaires du rapport annuel et du bulletin sur le Fonds pour l'étude de l'environnement par le biais de la Direction **générale** de l'environnement.

On peut accéder aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60^e degré en communiquant avec:
Institut de **géologie sédimentaire et pétrolière**, Commission géologique du Canada
3303, 33^e Rue NO
Calgary (Alberta)
Canada T2L 2A7
T&phone : (403) 292-7000 Télécopieur: (403) 292-5377

Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès de :
Entreposage des carottes et laboratoire
Centre géoscientifique de l'Atlantique, Institut océanographique de Bedford
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)
Canada B2Y 4A2
T&phone : (902) 426-6 127 Télécopieur: (902) 426-6 186

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