



OFFICE

1 9 9 8

NATIONAL

R a p p o r t

DE L'ÉNERGIE

A n n u e l

Le 29 mars 1999

L'honorable Ralph Goodale, C.P. et député
Ministre des Ressources naturelles
Ottawa (Ontario)

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous présenter le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'exercice clos le 31 décembre 1998, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, S.R.C. 1985, ch. N-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.

[SIGNED]

Le président,
Kenneth W. Vollman

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1999
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-1998E
ISBN 0-662-27719-8

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

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

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1999
représentée par l'Office national de l'énergie

No de cat. NE1-1998F
ISBN 0-662-83589-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues
officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :

Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, septième avenue s.-o.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

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

Imprimé au Canada



This publication is printed on paper containing recovered waste.

Table des matières

Lettre du président	1
Faits saillants	3
Aperçu de la situation énergétique	8
Sécurité et environnement	21
Services d'information publique	28
Activités de l'organisation	30
Suppléments	
I Le mandat de l'Office	33
II Documents	36
III Instances	38
IV Compagnies relevant de la compétence de l'Office	41
V Coopération avec d'autres organismes	43
VI Liste des annexes	45
VII Table de conversion au système métrique	46
Structure de l'ONÉ	47

Lettre du président

En 1998, l'Office a siégé pendant 121 jours à des audiences portant sur un éventail de demandes relatives à de nouvelles installations pipelinières. Trois grands thèmes se sont dessinés au cours de ces instances : le désir de disposer de plus de choix au chapitre des services de transport du gaz; la nécessité de clarifier le processus d'examen environnemental; et la volonté du public de participer davantage aux audiences de l'Office.

L'audience la plus importante de l'année a porté sur la demande d'Alliance Pipeline Ltd. qui consistait à mettre en place un nouveau gazoduc pour le transport sous haute pression du gaz naturel et des liquides de gaz naturel du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta jusqu'à la région de Chicago. La demande a été approuvée au terme de 77 jours d'audience. Une fois construit, le gazoduc offrira une solution de rechange aux producteurs de gaz naturel et de liquides de gaz naturel qui souhaitent avoir accès aux marchés du Midwest américain.

L'Office a approuvé des demandes de la part d'AEC Suffield Gas Pipeline Inc. et de Northstar Energy Corporation qui consistaient à construire des pipelines de faible longueur pour passer outre au réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. dans le sud-est et le sud-ouest de l'Alberta, respectivement. L'élargissement des choix offerts aux expéditeurs de gaz naturel et l'incidence possible des nouveaux projets sur les réseaux pipeliniers en place sont les grandes questions qui ont dominé ces audiences. Le coût en capital estimatif des projets pipeliniers approuvés en 1998, y compris les projets susmentionnés, s'élève à environ 3,6 milliards de dollars.

Dans le cadre de la demande d'Alliance, l'Office a préparé un rapport d'étude approfondie (RÉA), en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le RÉA devait recevoir l'approbation de la ministre de l'Environnement après la clôture de l'audience et cette étape supplémentaire, subséquente à l'audience, n'est pas sans avoir créé beaucoup d'incertitude. C'est ainsi que, de concert avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et d'autres ministères fédéraux, l'Office a mis au point un processus pilote selon lequel les demandeurs doivent eux-mêmes établir le RÉA et le soumettre à l'approbation de la ministre avant que l'Office tienne une audience de réglementation. L'Office prévoit que cette démarche permettra aux parties de s'engager avec plus de certitude dans le processus global de réglementation lorsqu'il s'agit de l'examen de nouveaux projets pipeliniers de grande envergure.

L'Office a tenu des audiences concernant le tracé détaillé du projet de gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., dont la construction est prévue en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, et le tracé proposé du prolongement vers PNGTS (Portland Natural Gas Transmission System) du réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., à construire dans le sud de la province de Québec. C'était seulement les deuxième et troisième audiences sur le tracé détaillé que tenait l'Office et elles ont démontré que le public porte un intérêt croissant à l'incidence possible des installations pipelinières du point de vue des droits des propriétaires fonciers, de l'environnement et de la sécurité publique.

L'Office a mené des consultations publiques exhaustives en prévision de l'élaboration d'un nouveau rapport intitulé «Offre et demande d'énergie au Canada jusqu'en 2025», qui exposera les perspectives à long terme du secteur énergétique. Le rapport est censé paraître en juin 1999.

L'Office a été actif dans le dossier de l'an 2000 : il a encouragé l'industrie à régler les éventuels bogues informatiques associés au changement de millénaire et a collaboré avec plusieurs groupes dans l'industrie à l'élaboration d'un questionnaire normalisé pour recueillir de l'information sur l'état de préparation des compagnies pipelinières. L'Office obtient des mises à jour trimestrielles à ce sujet et il continuera de suivre la situation pour garantir que les compagnies qu'il réglemente ont pris les mesures nécessaires pour contrer le problème.

Le vérificateur général du Canada a effectué une vérification exhaustive des activités de l'Office et a présenté un rapport fouillé au Parlement. Le rapport contenait sept recommandations sur les améliorations que l'Office pourrait apporter au chapitre de la surveillance en matière de sécurité et d'environnement et de ses mécanismes de gestion interne. L'Office a trouvé l'exercice utile et il s'emploie à mettre en oeuvre les recommandations formulées.

Il s'agit de la première année que j'assume la charge de président de l'Office. À la fin de l'année, l'Office avait mené à bien un vaste processus de planification stratégique qui lui a permis de cerner clairement ses principaux buts. Grâce à cette importante démarche, nous serons mieux placés pour nous concentrer davantage sur les grandes questions liées au mandat de l'ONÉ, à savoir la sécurité, la protection environnementale et l'efficacité économique, et nous attacher à répondre au besoin du public de participer pleinement aux activités de l'Office.

J'ai la conviction que notre équipe, formée des membres et des employés de l'Office, continuera de livrer des résultats qui procurent de réels avantages aux Canadiens.

[SIGNED]

Kenneth W. Vollman

Faits saillants



L'évolution du paysage réglementaire

Au cours de 1998, l'Office a été témoin de changements notables dans les structures de l'industrie du transport du gaz naturel au Canada. Vient en tête de ces changements l'acquisition de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada). La nouvelle compagnie, nommée TransCanada, représente aujourd'hui le plus gros transporteur de gaz naturel en Amérique du Nord. Étant propriétaire d'ANG Pipeline et détentrice d'une participation majoritaire dans Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills), TransCanada, à la fin de l'exercice, contrôlait l'entière capacité pipelinière affectée au transport du gaz naturel à partir de l'Alberta.

Au moment même où TransCanada consolidait sa position sur le marché, de nouvelles compagnies cherchaient à s'y implanter. L'Office a entendu et a subséquemment approuvé une demande d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) visant à construire la partie canadienne d'un nouveau pipeline destiné à transporter du gaz naturel sous haute pression du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta jusqu'au marché de la région de Chicago. Le gazoduc d'Alliance, qui est censé entrer en service d'ici le 1^{er} novembre 2000, livrera une concurrence directe à TransCanada et à Foothills pour ce qui est du transport du gaz de source canadienne vers le marché d'exportation du Midwest américain.

Dans les Maritimes, la construction du réseau de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) a débuté. Ce projet permettra de transporter le gaz naturel produit dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse vers divers marchés de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre.

À l'achèvement des projets de M&NP et d'Alliance, l'industrie canadienne du transport du gaz sera dominée par une poignée de grandes compagnies. L'arrivée d'Alliance sur le marché ouvre la perspective d'une concurrence

accrue, dont les expéditeurs pourront tirer des avantages considérables, mais soulève aussi des défis pour les pipelines en place. Cependant, même avec l'intensification de la concurrence, certaines compagnies conserveront une position de force sur le marché, en particulier sur certains marchés régionaux.

La transformation des structures du marché pose aussi un défi pour l'Office, qui doit faire en sorte que les Canadiens aient accès à un éventail de services pipeliniers qui répondent à leurs besoins, à des prix raisonnables, tout en permettant aux compagnies pipelinières de tirer un rendement équitable de leurs investissements.

Élargissement du choix de services de transport

Pour ce qui est des travaux de réglementation de l'Office, l'événement le plus marquant de l'année a sans doute été l'instance portant sur la demande d'Alliance, audience de 77 jours qui s'est déroulée dans trois provinces. L'Office a été saisi d'un grand nombre de motifs d'opposition commerciaux au projet d'Alliance jusqu'à ce qu'un «accord» intervienne entre plusieurs parties; TransCanada et NGTL ont alors retiré une portion importante de la preuve qu'elles avaient déposée pour s'opposer à la demande.

La preuve présentée par des propriétaires fonciers, à titre individuel, et par des groupes environnementaux qui se préoccupaient des effets potentiels du projet a aussi occupé une place importante dans l'instance d'Alliance. Pour satisfaire aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office a préparé un Rapport d'étude approfondie (RÉA) et a présenté ses recommandations à la ministre de l'Environnement. L'Office a conclu dans le rapport que le projet n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants pourvu que soient mises en oeuvre les mesures d'atténuation appropriées. La ministre a accepté les recommandations de l'Office et lui a

renvoyé le rapport pour qu'il complète le processus. L'Office a approuvé la partie canadienne du gazoduc d'Alliance en novembre.

L'Office a également entendu les demandes d'AEC Suffield Gas Pipeline Inc. (AEC Suffield) et de Northstar Energy Corporation (NEC) visant à construire des pipelines pour acheminer le gaz naturel du sud de l'Alberta vers le sud-ouest de la Saskatchewan et le sud-est de la Colombie-Britannique, respectivement. Ces deux gazoducs permettront aux expéditeurs de passer outre au réseau de NGTL, leur offrant ainsi d'autres options pour l'acheminement du gaz à partir du sud de l'Alberta.

Pendant les audiences d'AEC Suffield et de NEC, le ministère de l'Énergie de l'Alberta (MÉA) a déposé des motions mettant en doute la compétence de l'Office pour se prononcer sur les installations projetées. L'Office a rejeté les motions du MÉA et a approuvé les deux demandes. Par la suite, le MÉA a demandé à la Cour fédérale de l'autoriser à interjeter appel du jugement de l'Office et de suspendre l'exécution de la décision de l'Office visant à approuver la demande de NEC. La Cour fédérale a autorisé le MÉA à interjeter appel et a suspendu la décision de l'Office.

Agrandissement des réseaux en place

En 1998, les compagnies pipelinières au Canada ont continué d'agrandir leurs réseaux. Les projets d'agrandissement présentés par Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), TransCanada et Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) figuraient parmi les plus importants.

L'Office a examiné une demande de TransCanada visant à doter son réseau de transport de gaz naturel de nouvelles canalisations et installations de compression. Dans sa demande, TransCanada a indiqué qu'elle ne construirait que les installations nécessaires pour répondre à une partie des besoins supplémentaires nets prévus, car elle s'attendait à ce que certains des expéditeurs ne renouvellent pas leurs contrats de transport sur son réseau. TransCanada a proposé d'autres

arrangements (appelés mécanisme de rechange) grâce auxquels elle prévoyait assurer le transport des volumes restants. L'Office a approuvé la demande de TransCanada et a jugé que le recours au mécanisme de rechange constituait, dans ce cas, un moyen approprié de se prémunir contre les risques associés à l'annulation de contrats ou à la nécessité d'annuler des commandes d'équipement.

L'Office a également approuvé une demande de TQM visant à étendre son réseau de Lachenaie à East Hereford, au Québec. Le prolongement permettra d'approvisionner des marchés dans les Cantons de l'Est et d'acheminer le gaz naturel jusqu'au Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS), au New Hampshire. L'Office a tenu une audience publique à Montréal et à Magog-Orford, au Québec, et a produit un RÉA sur le projet, de concert avec le ministère des Pêches et des Océans.

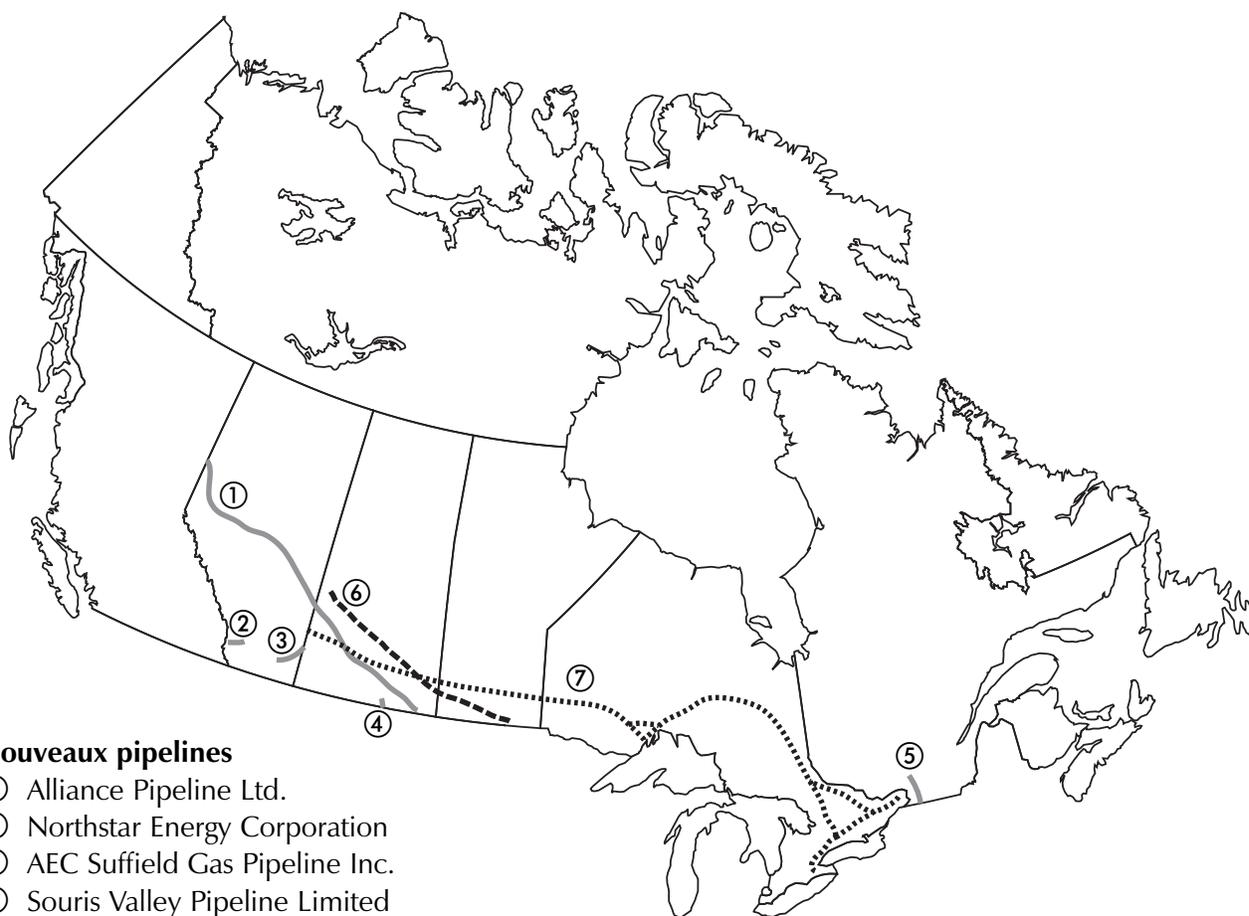
À l'issue d'une audience publique tenue en avril, l'Office a approuvé la première phase du projet d'agrandissement Terrace réalisé par Enbridge. Le projet consiste à construire quinze nouveaux tronçons de conduite pour relier des tronçons de doublement existants et former ainsi un cinquième oléoduc entre Kerrobert, en Saskatchewan, et Gretna, au Manitoba. Le pipeline sera utilisé avant tout pour desservir les marchés d'exportation. Dans le cadre du projet, Enbridge a conclu une entente sur les droits avec ses expéditeurs suivant laquelle le rendement qu'elle peut tirer du capital investi dépend en partie du rapport coût-efficacité atteint dans la construction du pipeline.

Au cours de l'année, l'Office a délivré cinq certificats à l'égard de projets de construction de pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur et plus de 100 ordonnances pour des projets visant des pipelines plus courts. Pour obtenir plus de précisions sur ces projets, le lecteur est prié de se reporter aux Annexes B1, B2, C1, C2 et D1 présentées dans le document d'accompagnement au présent rapport.

Participation accrue du public

En 1998, l'Office a constaté un intérêt sans précédent de la part du public pour les tracés

Figure 1
Pipeline importants approuvés en 1998



Nouveaux pipelines

- ① Alliance Pipeline Ltd.
- ② Northstar Energy Corporation
- ③ AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
- ④ Souris Valley Pipeline Limited
- ⑤ Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
- ⑥ Enbridge Pipelines Inc.
(15 nouveaux tronçons de canalisation
totalisant 619 km)
- ⑦ TransCanada Pipelines Limited
(156,1 km de nouveau doublement)

détaillés proposés à l'égard de projets pipeliniers déjà approuvés.

Après avoir obtenu de l'Office l'autorisation de construire un gazoduc entre Goldboro, en Nouvelle-Écosse, et St. Stephen, au Nouveau-Brunswick, M&NP a sollicité l'approbation du tracé détaillé du pipeline. En réponse aux 35 déclarations écrites d'opposition déposées à l'égard du tracé détaillé proposé, l'Office a tenu des audiences publiques à Fredericton et

Moncton, au Nouveau-Brunswick, ainsi qu'à New Glasgow, en Nouvelle-Écosse. L'Office a approuvé le tracé que M&NP proposait dans le cas de 12 des 17 oppositions présentées, a rejeté le tracé proposé dans trois cas et a réservé sa décision dans deux autres cas, en attendant que M&NP dépose un complément d'information.

L'Office a aussi tenu une audience pour examiner le tracé détaillé du pipeline qui servirait à amener à terre le gaz naturel produit

aux fins du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (Sable Offshore Energy Project, «SOEP») et il a approuvé le tracé proposé pour le gazoduc terrestre de SOEP.

Le tracé détaillé que TQM a proposé pour son pipeline de prolongement vers PNGTS a suscité 30 déclarations écrites d'opposition, ce qui a incité l'Office à tenir une audience publique à Magog-Orford, au Québec. Dans sa décision, l'Office a conclu que TQM avait choisi le meilleur tracé détaillé possible pour le pipeline et qu'elle s'était engagée à le construire suivant les méthodes et les moments les plus appropriés.

Pour sensibiliser le public à ses activités et susciter sa participation, l'Office continue de tenir des audiences et des séances d'information publique à l'échelle du pays. Au cours de l'année, il a tenu des audiences publiques dans six provinces. L'Office a organisé des séminaires publics dans dix localités différentes pour expliquer le processus d'audience et la démarche relative à l'examen des questions ayant trait à l'établissement du tracé détaillé de projets et à l'acquisition de terrains. Enfin, l'Office a mené dans huit villes au Canada des consultations sur les hypothèses qui sous-tendent la prochaine édition du Rapport sur l'offre et la demande d'énergie au Canada.

Activité continue sur la côte Est

En 1998, le secteur pipelinier est demeuré dynamique sur la côte Est du Canada. À la fin de 1998, on a entrepris la construction, près de l'île de Sable, du premier important gazoduc marin approuvé en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. M&NP a commencé en novembre les travaux de déboisement en vue d'aménager une nouvelle emprise pipelinère, tandis que la construction d'une importante usine à gaz débutait près de Goldboro, en Nouvelle-Écosse.

Outre les audiences concernant les tracés détaillés du projet de M&NP et du projet SOEP, l'Office a approuvé une demande de la part de M&NP en vue de la construction et de l'exploitation d'une canalisation latérale pour le transport de gaz naturel qui partirait d'un point le long de la canalisation principale de la

compagnie, situé près de Goldboro, pour se rendre jusqu'à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse. En 1999, l'Office prévoit examiner d'autres demandes de M&NP pour la construction de canalisations latérales menant jusqu'à Halifax et Saint John.

L'Office approuve la construction d'un productoduc

Suite au dépôt, par Souris Valley Pipeline Limited, d'une demande visant la construction d'un pipeline de transport de dioxyde de carbone, l'Office a tenu pour la première fois une audience publique pour examiner des installations destinées à transporter un produit autre que le pétrole et le gaz. Après avoir entendu une preuve considérable au sujet de la sécurité du pipeline proposé, l'Office a approuvé la construction d'une canalisation qui transportera du dioxyde de carbone depuis la frontière du Dakota du Nord jusqu'au champ pétrolifère Weyburn, près de Goodwater, en Saskatchewan. Le dioxyde de carbone sera utilisé pour prolonger d'environ 25 ans la vie utile du champ pétrolifère en exploitation.

Efficacité réglementaire et solutions parrainées par l'industrie

Au cours de l'année, l'Office et des parties externes ont pris diverses initiatives afin d'alléger le fardeau réglementaire imposé aux compagnies.

De concert avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale et d'autres ministères fédéraux, l'Office a défini une démarche pour réduire l'incertitude réglementaire qui entoure actuellement la préparation des RÉA. Suivant cette démarche, l'Office continuera de gérer le processus d'examen à titre de principale autorité responsable aux termes de la LCÉE, mais les demandeurs devront maintenant préparer eux-mêmes le RÉA. Parce que le demandeur établit le RÉA avant le début de l'audience de réglementation, toutes les parties en cause sauront, dès le début du processus, si le projet devra être adressé à une commission d'examen. Avec la collaboration de M&NP, l'Office se propose de mettre à l'essai la nouvelle démarche

en 1999, dans le cadre de l'examen des projets de latéraux de Halifax et de Saint John.

Suite à la négociation par Westcoast Energy Inc. (Westcoast) et ses expéditeurs, en 1997, d'un règlement comportant des droits incitatifs, l'Office a approuvé un Cadre de réglementation assoupli à la demande de ces mêmes parties. Le Cadre détaille les mécanismes grâce auxquels les droits que Westcoast peut exiger pour ses services de collecte et de traitement seront déterminés de plus en plus par le jeu des forces du marché et la négociation, plutôt que par des mesures de réglementation financière prises par l'Office.

Les droits exigés sur la plupart des grands pipelines qui relèvent de l'Office sont fixés, dans une large mesure, suivant les dispositions de règlements négociés. Ces derniers visent à supprimer le besoin de tenir des audiences annuelles sur les droits, lesquelles coûtent cher, à inciter les compagnies pipelinières à fournir des services de transport économiques qui répondent aux besoins de leurs expéditeurs de même qu'à permettre aux pipelines d'accroître leurs revenus.

Toujours dans le domaine de la réglementation, l'Office a produit l'ébauche d'un nouveau *Règlement sur les pipelines terrestres (RPT)* qui tient compte des conclusions d'enquêtes antérieures sur des accidents et de la révision des normes techniques. Le nouveau RPT sera davantage axé sur les buts à atteindre et l'entretien des pipelines. Une réglementation axée sur les buts définit les résultats que les compagnies pipelinières doivent atteindre et leur accorde plus de latitude pour déterminer comment elles s'y prendront pour obtenir les résultats souhaités.

L'Office et l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques ont uni leurs efforts en 1998 pour recenser les outils susceptibles d'être élaborés ou mis à jour afin de faciliter le traitement des demandes de caractère courant, présentées aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ.

Réglementation liée à la sécurité et à l'environnement

Le vérificateur général du Canada a examiné en profondeur les activités de l'Office en 1998. Dans

son rapport, il a fait trois recommandations concernant la façon dont l'Office gère ses programmes de surveillance et d'inspection en matière de sécurité et d'environnement.

Pour ce qui concerne son programme d'inspection environnementale, l'Office a étoffé ses méthodes de documentation internes pour faire en sorte que les renseignements recueillis lors d'inspections puissent servir au cours d'inspections ultérieures. En outre, l'Office réexamine les conditions habituellement imposées au titre de la protection de l'environnement au moment d'approuver un pipeline, pour vérifier si ces conditions donnent les résultats souhaités. L'Office a aussi commencé à suivre de façon systématique la mesure où les compagnies qu'il réglemente respectent les conditions qui leur sont imposées.

Pour assurer une utilisation efficace des ressources affectées aux inspections, l'Office a adopté une méthode axée sur les risques afin d'établir quelle doit être l'ampleur de ses activités d'inspection. L'Office compte s'inspirer de cette même méthode pour déterminer les futurs calendriers d'inspection.

Dans le domaine de la sécurité, l'Office a instauré un programme pour suivre la mise en oeuvre des recommandations qu'il émet en cas d'accident pipelinier et dégager les tendances à cet égard. Il constituera et tiendra à jour une base de données sur les accidents survenus au cours d'une période de cinq ans.

Analyse du marché de l'énergie

L'ONÉ surveille constamment l'offre et les marchés énergétiques, et publie ses conclusions à ce sujet dans divers rapports. Grâce à des consultations publiques exhaustives, il en est à préparer une étude des perspectives à long terme du marché qui s'intitulera : «L'offre et la demande d'énergie au Canada jusqu'en 2025». Une première série de consultations s'est tenue en avril, et les résultats provisoires en ont été diffusés pour recueillir les commentaires du public. La publication du rapport final est prévue pour juin 1999.



Aperçu de la situation énergétique

En qualité de tribunal de réglementation expert, l'ONÉ doit avoir une solide connaissance des questions énergétiques relevant de son mandat. L'aperçu qui suit brosse un tableau de l'offre, de la consommation, de la production, des prix et du commerce dans le secteur énergétique au Canada au cours des cinq dernières années; il porte plus particulièrement sur les données et les activités de 1998.

La production et la consommation d'énergie canadienne ont continué de progresser légèrement en 1998. Les importations de produits énergétiques ont augmenté de près de 9 % tandis que les exportations ont progressé d'environ 5 %.

Le marché mondial du pétrole a faibli en 1998 en raison des effets modérateurs des difficultés financières asiatiques sur la demande mondiale de pétrole. En même temps, la production en provenance des pays hors de l'OPEP a continué d'augmenter et la réduction de la production de pétrole dans les pays membres de l'OPEP, et chez quelques producteurs hors de l'OPEP, n'a pas réussi à équilibrer l'offre et la demande. Il s'ensuit que les prix du pétrole ont chuté radicalement, passant des sommets atteints en 1997 après la guerre du Golfe aux plus bas niveaux enregistrés en douze ans. En 1998, le prix du brut de référence West Texas Intermediate (WTI) s'est situé en moyenne à environ 14,40 \$US le baril, ce qui représente une baisse de 30 % par rapport à 1997.

Au Canada, la production de pétrole brut léger classique a augmenté en raison surtout du champ Hibernia, situé au large de la côte Est, qui a achevé sa première année complète de production. La production de pétrole synthétique, de pentanes plus et de bitume a également augmenté. Cependant, la production de pétrole brut lourd classique a diminué car un nombre appréciable de puits n'ont pas été exploités en raison de la faiblesse des prix.

L'activité générale d'exploration et de mise en valeur du pétrole a diminué au Canada en 1998, en raison des prix constamment bas du pétrole. Nombre de producteurs de l'Ouest canadien ont opté pour le forage axé sur le gaz. Cependant, par contraste avec le ralentissement général de l'activité dans l'Ouest canadien, on a

observé un certain accroissement de l'activité d'exploration et de mise en valeur du pétrole et du gaz dans les régions au large de la côte Est et sur le territoire au nord du 60° parallèle.

Les prix du gaz naturel nord-américain ont baissé légèrement comparativement à 1997 tandis que les prix du gaz naturel canadien sont demeurés sous la moyenne des prix du marché aux É.-U. Bien que la production de gaz naturel ait légèrement baissé, les exportations ont augmenté d'environ 6 % par rapport à 1997. L'activité de forage axée sur le gaz naturel est demeurée aux mêmes niveaux environ qu'en 1997, et même s'il n'existe pas encore de données à ce sujet, l'Office s'attend à ce que les additions aux réserves aient permis de remplacer en grande partie la production en 1998.

Les exportations d'électricité du Canada ont fléchi légèrement par rapport aux niveaux quasi-record enregistrés de 1994 à 1997. Les importations ont augmenté pour répondre à l'accroissement des besoins intérieurs, qui découle en partie de la fermeture temporaire de sept centrales nucléaires en Ontario.

Le lecteur trouvera plus de détails dans les annexes statistiques qui accompagnent le Rapport annuel. Ces annexes portent sur : le pétrole brut, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel; les produits pétroliers; l'offre et l'utilisation d'électricité; l'activité de l'industrie; les certificats relatifs aux installations; les ordonnances et les licences pour les exportations; et la situation financière des pipelines (voir la liste des annexes dans le supplément VI).

L'énergie et l'économie canadienne

Le Canada est doté de réserves considérables de ressources énergétiques clés, comme le pétrole, le gaz naturel, le charbon et l'électricité. Le secteur de l'énergie, qui puise dans cette grande richesse, joue un rôle important dans l'économie canadienne. Cependant, l'effondrement des prix du pétrole en 1998 a entraîné une chute de près de 2 % de la valeur économique totale de la production énergétique par rapport à 1997, ainsi qu'une baisse estimative de 13 % de la valeur de toutes les exportations de produits énergétiques. En 1998,

la production d'énergie se chiffrait à environ 7 % du produit intérieur brut total, et à environ 8 % des exportations totales de produits; elle occupait quelque 280 000 Canadiens.

La production d'énergie canadienne s'est accrue d'environ 8 % entre 1994 et 1998. Le pétrole a connu la plus forte croissance, affichant une hausse de 15 %, tandis que la production de gaz naturel n'a augmenté que de 11 %. La production d'énergie nucléaire a, quant à elle, chuté de 37 % par rapport aux sommets enregistrés en 1994. En 1998, le gaz naturel et le pétrole ont constitué 72 % de la production énergétique totale au Canada (tableau 1). La croissance vigoureuse de l'économie nord-américaine, couplée à des investissements intensifs dans des projets d'exploration et de développement, a stimulé ces forts niveaux de production.

Tableau 1
Production d'énergie par source
d'énergie au Canada
(pétajoules)

	1994	1995	1996	1997	1998 ^{a)}
Pétrole	4 843	5 013	5 146	5 379	5 585
Gaz naturel	5 353	5 648	5 846	5 950	5 919
Hydroélectricité	1 175	1 198	1 269	1 242	1 192
Nucléaire	1 221	1 108	1 065	944	799
Charbon	1 735	1 801	1 833	1 898	1 978
Renouvelables et autres	522	579	548	588	613
Total	14 848	15 346	15 707	16 001	16 086

a) Estimations

La consommation d'énergie par habitant est habituellement très élevée au Canada en raison de son climat, de son économie à base de matières premières énergivores, et des longues distances entre les agglomérations. La demande énergétique au pays a augmenté à un rythme de près de 2 % par année depuis 1994, ce qui a entraîné une hausse de 8 % de la consommation canadienne totale au cours des cinq dernières années. Le chauffage des bâtiments et le transport ont compté pour 40 % de l'énergie consommée (tableau 2).

Dans le secteur de l'énergie, le Canada produit un excédent commercial considérable qui, de 1994 à 1998, a généré des recettes annuelles de 11,0 milliards de dollars en moyenne (figure 2). En 1998, les exportations brutes totales de gaz naturel, de pétrole et d'électricité ont dégagé des

Tableau 2
Consommation d'énergie par
utilisation ultime au Canada
(pétajoules)

	1994	1995	1996	1997	1998 ^{a)}
Chauffage des bâtiments	1 874	1 915	2 001	1 993	2 030
Transports	2 027	2 070	2 130	2 189	2 263
Autres utilisations ^{b)}	3 314	3 473	3 543	3 608	3 713
Utilisation à des fins non énergétiques ^{c)}	745	727	845	807	829
Production d'électricité ^{d)}	1 979	2 029	1 901	1 885	1 902
Total	9 939	10 214	10 420	10 482	10 737

a) Estimations

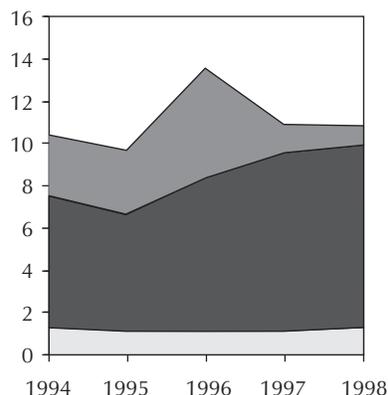
b) Comprend l'énergie utilisée pour la climatisation et la ventilation ainsi que diverses utilisations dans le secteur industriel.

c) Comprend l'énergie utilisée pour les charges d'alimentation pétrochimiques, l'asphalte, les lubrifiants et autres.

d) Comprend la consommation et les pertes des producteurs ainsi que les besoins au titre de la conversion de l'énergie nucléaire.

recettes de 19,7 milliards de dollars, qui ont donné lieu à un excédent commercial de 10,7 milliards de dollars dans le domaine de l'énergie.

Figure 2
Recettes nettes tirées de l'exportation des
principaux produits énergétiques
(en milliards de dollars)



□ Électricité ■ Gaz naturel ■ Pétrole brut, LGN et produits

Les recettes à l'exportation du pétrole ont chuté à environ 9,3 milliards de dollars en 1998, comparativement à 12,3 milliards en 1997. Par contre, les bas prix du pétrole ont entraîné une diminution des dépenses au titre des importations de produits pétroliers. Les

importations ont fléchi pour se chiffrer à quelque 8,5 milliards de dollars, laissant le Canada avec un excédent commercial de 0,8 milliard de dollars dans le secteur du pétrole, comparativement à 1,2 milliard de dollars en 1997. Les recettes générées par les exportations de gaz naturel ont continué de progresser pour atteindre 8,8 milliards de dollars en 1998. De plus, comme les importations sont négligeables, le gaz naturel a contribué pour 80 % à l'excédent commercial total dans le domaine de l'énergie.

Pétrole brut et liquides de gaz naturel

Marchés internationaux

Du point de vue des producteurs, les marchés du pétrole se sont détériorés de façon marquée en 1998. La situation d'offre excédentaire qui s'est développée à la fin de 1997 s'est aggravée en 1998 car la crise économique qui a débuté dans le Sud-Est asiatique a touché les autres parties du monde. Malgré plusieurs rencontres des pays membres de l'OPEP et la signature par ceux-ci de deux accords distincts visant à réduire la production, les réductions réelles n'ont pas permis de compenser la croissance des stocks de pétrole. En 1998, en moyenne, l'excédent de l'offre par rapport à la demande a été estimé à près de 159 milliers de mètres

cubes (un million de barils) par jour et, par conséquent, les prix du pétrole brut ont fortement chuté. Le prix du WTI à Cushing en Oklahoma a chuté de 17 \$US à 11 \$US, tandis que le prix du Brent (R.-U.) est tombé sous les 10 \$US en décembre (figure 3). Les températures hivernales clémentes au début et à la fin de 1998 ont également réduit la demande de mazout domestique.

Production et remplacement des réserves

En 1998, la production canadienne de pétrole brut et d'équivalents a atteint un niveau record, soit environ 345 900 mètres cubes (2,2 millions de barils) par jour, dépassant de plus de 4 % le record enregistré en 1997 (tableau 3). La première année complète de production à Hibernia, au large des côtes de Terre-Neuve, a permis d'ajouter quelque 10 300 mètres cubes (64 800 barils) par jour de pétrole brut léger classique à l'approvisionnement canadien. La reprise des opérations à la plate-forme Cohasset a également contribué à accroître les niveaux de la production en provenance de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Dans l'Ouest canadien, des records de production ont été établis pour les pentanes plus, le bitume et le pétrole brut synthétique aux installations minières intégrées de Syncrude Canada Ltd. et

Figure 3
Prix mondiaux du pétrole brut
(\$US/baril)

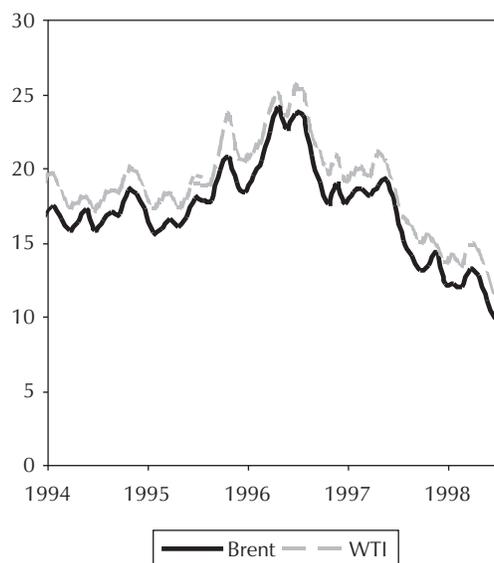


Tableau 3
Production canadienne de pétrole brut
et de liquides de gaz naturel
(milliers de mètres cubes par jour)

	1994	1995	1996	1997	1998 ^{a)}
Léger classique (côte Est)	4,4	4,3	3,7	2,7	13,6
Léger classique (BSOC)	144,1	140,8	136,3	132,0	127,1
Synthétique	41,6	43,2	42,3	43,2	45,3
Pentanes plus	24,6	25,0	26,4	27,4	27,8
Total - pétrole léger	214,7	213,3	208,7	205,3	213,8
Lourd classique	65,7	73,4	82,2	88,4	86,8
Bitume in-situ	21,2	23,7	26,1	37,8	45,2
Total - pétrole lourd	86,9	97,1	108,3	126,2	132,0
Total - pétrole brut et équivalents	301,7	310,4	317,0	331,5	345,9
Liquides et gaz naturel	80,6	86,3	91,2	93,5	93,4

a) Estimations

Note : les totaux ne correspondent pas toujours en raison de l'arrondissement des chiffres.

de Suncor Energy Inc. (Suncor). L'accroissement de l'offre de pétrole brut synthétique a été particulièrement notable à l'usine de Suncor où la production quotidienne a augmenté d'environ 50 % suite à l'ouverture de l'agrandissement de l'installation fixe en juillet et de la nouvelle mine Steepbank en septembre.

La faiblesse des prix mondiaux du pétrole brut a eu des effets négatifs sur la production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien. Selon les estimations, environ 10 000 mètres cubes (62 900 barils) par jour de pétrole, surtout du pétrole lourd, n'ont pas été produits pour des raisons économiques. Nous avons donc assisté, pour la première fois depuis 1982, à un fléchissement sur douze mois de la production de pétrole brut lourd classique, ce qui a accentué la baisse de la production de pétrole léger classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). La production de pétrole brut léger classique a chuté de 6 % en Alberta, éclipsant les hausses enregistrées en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et au Manitoba.

Alors que la production fléchissait dans le BSOC, le champ Hibernia a produit 4 millions de mètres cubes (25 millions de barils) pendant sa première année complète de production. Les puits du champ Hibernia ont enregistré des taux élevés de production et constituent les puits de pétrole les plus productifs au Canada.

L'Office estimait à 1 280,4 millions de mètres cubes (8,1 milliards de barils) les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut à la fin de 1997 (la dernière année pour laquelle des données sont disponibles); cela représente une baisse de 2 % par rapport à 1996 (tableau 4). En raison des niveaux élevés de l'activité d'exploration en 1997, les réserves restantes, excluant le bitume, ont augmenté car les additions aux réserves ont permis de remplacer 105 % de la production de pétrole brut classique.

À la fin de 1997, les réserves restantes de pétrole brut classique s'établissaient à 666 millions de mètres cubes (4,2 milliards de barils), ce qui représente une hausse de 4 % par rapport à la fin de l'année 1996 (tableau 5). De 1993 à 1997, les additions cumulatives aux réserves établies de pétrole brut léger et de pétrole brut lourd

classiques ont permis de remplacer 90 % de la production. Les réserves restantes de bitume brut dans les sables bitumineux en exploitation étaient estimées à 614 millions de mètres cubes (3,9 milliards de barils) à la fin de 1997, soit une baisse de 7 % par rapport à 1996.

Tableau 4
Estimations des réserves établies de
pétrole brut et de bitume
au 31 décembre 1997
(millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique ^(a)	110,8	23,4
Alberta ^(b)	2 451,7	326,9
Saskatchewan ^(c)	693,5	190,6
Manitoba ^(d)	37,1	4,7
Ontario ^(e)	13,7	1,8
T.N.-O. et Yukon :		
Archipel Arctique et zone au large de l'Est de l'Arctique ^(f)	0,3	0
Partie continentale des		
Territoires - Norman Wells	37,5	11,3
Nouvelle-Écosse ^(g) - Cohasset et Panuke	7,5	1,7
Terre-Neuve ^(h) - Hibernia	106,0	106,0
Total	3 458,1	666,4
Bitume brut		
Sables bitumineux - brut valorisé ^(b)	376,7	274,0
Sables bitumineux - bitume ^(b)	644,0	340,0
Total	1 020,7	614,0
Total - pétrole classique et bitume	4 478,8	1 280,4

- a) Base commune de données du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ
b) Base commune de données de l'Alberta Energy and Utility Board et de l'ONÉ
c) Estimation du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan au 31 décembre 1996, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1997
d) Ministère de l'Énergie et des Mines du Manitoba
e) Association canadienne des producteurs pétroliers
f) Bent Horn délaissé en 1996
g) Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
h) Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Note : les totaux ne correspondent pas toujours en raison de l'arrondissement des chiffres.

Tableau 5
Réserves, additions et production de
pétrole brut classique - 1993 à 1997
(millions de mètres cubes)

	1993	1994	1995	1996	1997	Total
Additions	83	47	89	56	86	361
Production	75	78	80	81	81	403
Total - réserves restantes	688	657	666	642	666*	

*comprend les réserves du champ Hibernia

Activité de l'industrie

Dans l'Ouest canadien, 9 744 puits au total ont été forés en 1998, soit une baisse de 41 % par rapport au niveau record enregistré en 1997 (figure 4). Seulement 3 142 puits de pétrole ont été complétés en 1998, soit 63 % de moins qu'en 1997. Le niveau de l'activité de forage de puits de pétrole, sauf pour le maintien de la production, a été faible en raison de la baisse des prix du pétrole. Ce ralentissement de l'activité de forage s'est soldé par des additions aux réserves moindres pour 1998 et, quand les données seront complètes, nous constaterons sans doute que la production a dépassé les additions aux réserves. Le forage horizontal des puits, qui constitue un indicateur du niveau de l'activité de forage de mise en valeur, a accusé une baisse de 54 %. En 1998, la profondeur moyenne des puits a augmenté de quelque 130 mètres (pour atteindre 1 240 mètres) tandis que le taux de succès des activités de forage a chuté légèrement pour se situer à un peu plus de 50 %.

En 1998, les ventes totales de baux et de licences dans l'Ouest canadien ont totalisé 3,9 millions d'hectares, soit une baisse de 40 % par rapport à 1997 (6,9 millions d'hectares). Les recettes tirées des ventes de terres ont également chuté à 747 millions de dollars par

rapport à 1,5 milliard de dollars l'année précédente (figure 5). Quatre-vingt pour cent des terres vendues se trouvaient dans les zones gazières. En dernier lieu, l'activité géophysique a accusé une baisse de 20 % par rapport à 1997.

Exportations de pétrole brut

Les exportations totales de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le pétrole synthétique, sont estimées à 209 900 mètres cubes (1,3 million de barils) par jour en 1998, en hausse de 34 % par rapport à 1994. Le total pour 1998 comprenait environ 95 000 mètres cubes (602 900 barils) par jour de pétrole brut léger et d'équivalents et environ 114 100 mètres cubes (718 800 barils) par jour de pétrole brut lourd mélangé.

La valeur estimative des exportations de pétrole brut en 1998 était de 6,9 milliards de dollars, comparativement à 8,9 milliards de dollars en 1997. Même si les volumes exportés ont augmenté, les recettes ont baissé en raison des prix plus bas du pétrole. En 1998, le prix estimatif à l'exportation du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd atteignait en moyenne 118,00 \$ et 84,00 \$ le mètre cube (18,70 \$ et 13,30 \$ le baril) respectivement, par rapport à 168,50 \$ et 127,50 \$ le mètre cube (26,60 \$ et 20,20 \$ le baril) respectivement en 1997 (figure 6).

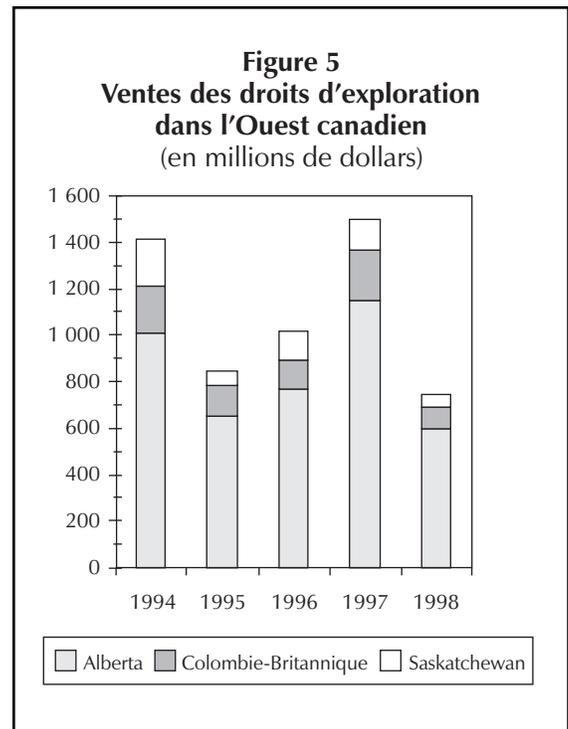
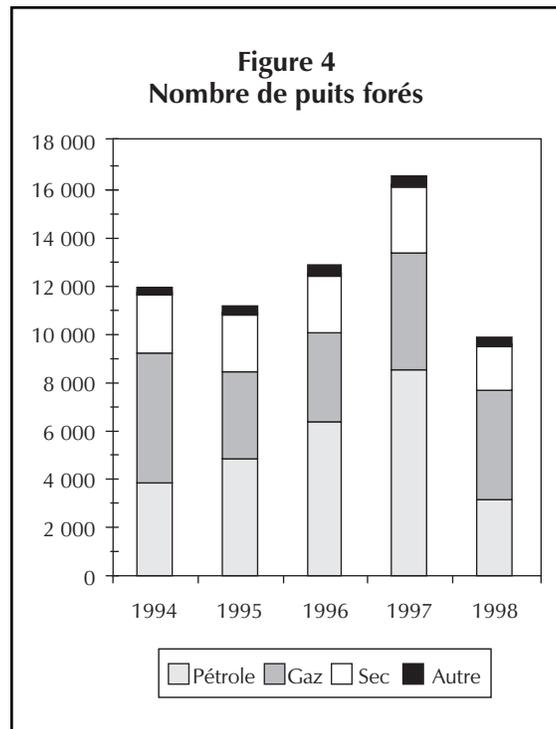
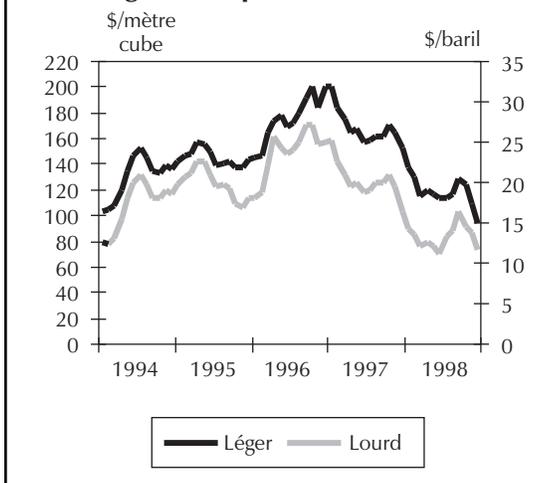


Figure 6
Prix à l'exportation du pétrole brut
léger et du pétrole brut lourd



Le Midwest américain est demeuré le marché le plus important du Canada, suivi des États du Montana et de Washington (figure 7). Des volumes moindres ont été expédiés de la côte Est canadienne à la côte Est américaine, à la côte du Golfe du Mexique et à Rotterdam. Les plus importants acheteurs de pétrole brut léger en 1998 ont été, par ordre de grandeur, Mobil Oil Corporation (Mobil), Marathon Ashland Petroleum Canada Ltd., Shell Oil Company, Koch Refining Company (Koch) et Sun Company Inc. En ce qui a trait au pétrole brut lourd, les plus importants acheteurs étrangers ont été Koch, Amoco Production Company, Canada Petroleum Company Ltd., Mobil et PDV Midwest.

Importations de pétrole brut

En 1998, les importations de pétrole brut ont atteint 122 600 mètres cubes (772 400 barils) par jour, soit une hausse de 24 % par rapport à 1994; elles ont représenté presque 47 % des besoins totaux en charges d'alimentation des raffineries au Canada. L'Atlantique et le Québec ont importé presque tout le pétrole dont ils avaient besoin. Les raffineurs de l'Ontario ont importé environ 23 % des charges d'alimentation dont ils avaient besoin. Les autres régions n'ont pas importé de pétrole brut.

Le pétrole brut de la mer du Nord a représenté 41 % des importations totales, par rapport à 47 % en 1997, tandis que le pétrole brut provenant des pays de l'OPEP a représenté 39 % des importations, contre 43 % en 1997. Les autres

sources comptaient pour 20 % des importations, alors qu'elles ne représentaient que 10 % de celles-ci en 1997.

Raffinage du pétrole

En 1998, la demande de produits pétroliers au Canada a atteint en moyenne 253 800 mètres cubes (1,6 million de barils) par jour, soit une hausse de 3 % par rapport à 1997. La production des raffineries a augmenté pour atteindre 263 000 mètres cubes (1,7 million de barils) par jour.

Les arrivages de pétrole brut canadien aux raffineries ont atteint en moyenne 139 500 mètres cubes (0,9 million de barils) par jour, soit une baisse de 3 % par rapport à 1997.

Exportations et importations des principaux produits pétroliers

En 1998, les exportations des principaux produits pétroliers et de pétrole partiellement traité ont baissé de 9 % pour atteindre 37 200 mètres cubes (234 400 barils) par jour. Cela traduit un ralentissement des expéditions d'essence automobile et de distillat moyen.

Les recettes estimatives tirées de ces exportations se sont chiffrées à 1,6 milliard de dollars en 1998, comparativement à 2,3 milliards de dollars en 1997. Cela exclut les recettes générées aux termes d'ententes sur le traitement du pétrole brut, pour lesquelles les prix ne sont pas connus. Cette réduction des recettes s'explique par la diminution des volumes et des prix.

En 1998, les importations des principaux produits pétroliers ont atteint en moyenne 19 900 mètres cubes (125 400 barils) par jour, soit une hausse de 12 % par rapport à l'année précédente. Les importations d'essence automobile et de mazout lourd ont augmenté considérablement.

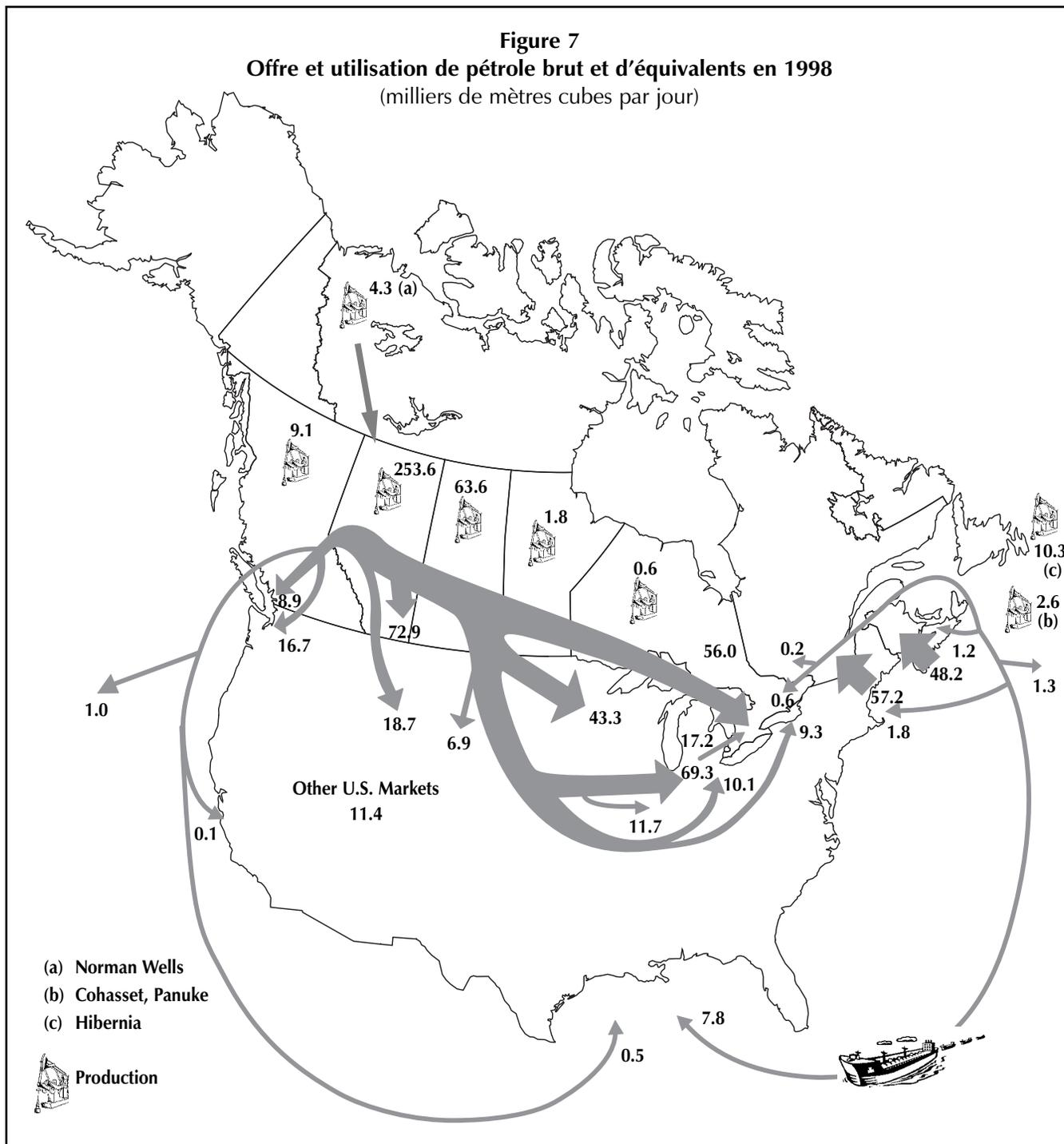
Les États-Unis sont demeurés le plus gros acheteur de produits pétroliers, absorbant presque 94 % de la totalité des exportations. La côte Est des États-Unis a constitué le plus gros marché, suivie du Midwest. Des exportations ont été faites également en Extrême-Orient et en Europe. Les plus importants exportateurs de principaux produits pétroliers ont été, par ordre de grandeur, Irving Oil Limited, North Atlantic Refining Ltd., Compagnie pétrolière impériale Limitée, Ultramar Limited, et Produits Shell Canada Limitée.

Capacité des oléoducs

Le tronçon Edmonton-Sarnia du réseau d'Enbridge Pipelines Ltd. (Enbridge) a fonctionné à pleine capacité pendant la première partie de 1998, mais Enbridge s'est retrouvée avec une capacité excédentaire pendant le reste de l'année, parce que les expéditeurs ont

suspendu la production, au lieu de vendre aux bas prix ayant cours à ce moment-là. Le réseau de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a été exploité à capacité pendant trois mois seulement en 1998. Nous ne disposons pas de données sur le débit du réseau dont Express Pipeline Ltd. est la propriétaire-exploitante, parce que l'information n'est pas accessible au public.

Figure 7
Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents en 1998
 (milliers de mètres cubes par jour)



Liquides de gaz naturel (pentanes plus non compris)

La production de liquides de gaz naturel (LGN) provenant des usines de traitement et des raffineries en 1998 est estimée à 93 400 mètres cubes (588 420 barils) par jour. La production d'éthane a été de 35 100 mètres cubes (221 130 barils) par jour, la production de propane a été de 34 300 mètres cubes (216 090 barils) par jour, et la production de butanes a été de 24 000 mètres cubes (151 200 barils) par jour. La production d'éthane est demeurée à peu près la même qu'en 1997, tandis que la production de propane et de butanes a baissé d'environ 1 %.

En 1998, les exportations de LGN ont atteint 36 500 mètres cubes (229 950 barils) par jour, soit une hausse de 18 % par rapport à 1997. Les exportations d'éthane ont été de 4 400 mètres cubes (27 720 barils) par jour, les exportations de propane ont été de 24 000 mètres cubes (151 200 barils) par jour, et les exportations de butanes ont été de 8 100 mètres cubes (51 030 barils) par jour. Les exportations d'éthane, de propane et de butanes ont augmenté par rapport aux niveaux atteints en 1997, soit de 7 %, 7 % et 19 % respectivement. Cet accroissement est attribué à la baisse de la demande canadienne et aux températures douces pendant le quatrième trimestre.

Le Midwest américain, qui a absorbé 75 % des exportations totales, est demeuré le plus important marché du Canada pour le propane et les butanes. Des volumes moindres ont été livrés aux côtes Est et Ouest des États-Unis. Les plus importants exportateurs de propane ont été, par ordre de grandeur, Amoco Canada Limitée, Kinetic Resources (LPG), Compagnie pétrolière impériale du Canada Limitée et Petro-Canada Hydrocarbons Inc., alors que les grands importateurs de butanes ont été Amoco, Kinetic et Petro-Canada.

La valeur estimative des exportations de LGN en 1998 s'est établie à 0,8 milliard de dollars, contre 1,1 milliard de dollars en 1997. Mêmes si les volumes exportés ont augmenté cette année,

les recettes ont été moindres en raison des prix plus bas.

Gaz naturel

Production et remplacement des réserves

En 1998, la production de gaz naturel a été légèrement inférieure à celle de 1997, atteignant 159 milliards de mètres cubes (5,6 billions de pieds cubes (10^{12}pi^3)). L'Alberta a produit 83 % de ces volumes, la Colombie-Britannique en a produit 12 % et la Saskatchewan, 4 %. Le reste de la production provenait de l'Ontario et des Territoires du Nord-Ouest. La production a augmenté de 21 % depuis 1993.

Même si l'activité de forage a été encore largement axée sur le forage de développement visant à maintenir les niveaux de production, on a observé un certain déplacement des travaux de prospection vers des zones peu explorées antérieurement dans l'Ouest canadien et une légère augmentation de l'activité de forage exploratoire. En 1998, 4 585 puits de gaz ont été complétés, soit une baisse de 5 % par rapport à 1997 (figure 4). Néanmoins, les puits de gaz ont représenté 47 % de tous les puits forés en 1998, comparativement à 29 % en 1997. Les puits de gaz ont également représenté 58 % des puits de développement et 21 % des puits exploratoires forés. La Colombie-Britannique a connu une année record sur le plan du forage, et la majorité des puits ont été forés pour la mise en valeur du gaz.

L'Office a estimé les réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable à la fin de 1997 (les données les plus récentes) à 1 698 milliards de mètres cubes ($59,9 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$); cette estimation comprend maintenant 85 milliards de mètres cubes ($3,0 \cdot 10^{12}\text{pi}^3$) près de l'île de Sable¹ au large de la côte Est (tableau 6). Le volume des réserves restantes totales a fléchi de 1 % entre 1996 et 1997. Sans l'ajout des réserves de l'île de Sable, cette diminution aurait été de 6 %. Même si les données ne sont pas encore disponibles, l'Office s'attend à ce que les additions aux réserves permettent de remplacer une grande partie de la production en 1998.

¹Les travaux de forage dans le cadre du projet gazier de l'île de Sable ont débuté en juin 1998, et la production est censée commencer en novembre 1999 à un rythme de 14 millions de mètres cubes (495 millions de pieds cubes) par jour.

Tableau 6
Estimations des réserves établies de
gaz naturel commercialisable au
31 décembre 1997
(milliards de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique ^(a)	559	229
Alberta ^(b)	3 717	1 284
Saskatchewan ^(c)	180	79
Ontario ^(d)	44	13
T.N.-O. et Yukon	18	8
Nouvelle-Écosse - Sable ^(e)	85	85
Total	4 603	1 698

- a) Base commune de données du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ
b) Base commune de données de l'Alberta Energy and Utility Board et de l'ONÉ
c) Estimation du ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan au 31 décembre 1996, mise à jour par l'ONÉ au 31 décembre 1997
d) Association canadienne des producteurs pétroliers
e) Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

De 1993 à 1997, les additions cumulatives aux réserves de gaz commercialisable ont remplacé 61 % de la production totale. Les additions aux réserves de 45 milliards de mètres cubes en 1997 ($1,6 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) (excluant les réserves de l'île de Sable) ont été les plus faibles des dernières années (tableau 7). En raison du recours au forage de développement pour accroître la productibilité du gaz naturel, les additions aux réserves ont été moindres en 1997 et, par conséquent, les réserves restantes totales ont diminué.

Tableau 7
Réserves, additions et production
du gaz naturel
(milliards de mètres cubes)

	1993	1994	1995	1996	1997	Total
Additions	107	81	166	50	45	449
Production	131	142	150	159	160	742
Total - réserves restantes	1 874	1 813	1 829	1 721	1 698	

Exportations et importations de gaz naturel

En 1998, environ 55 % de la production de gaz naturel canadien a été vendu à l'étranger. Ce pourcentage a progressé régulièrement, étant d'environ 35 % il y a dix ans. Les exportations de gaz naturel canadien répondent maintenant

à environ 14 % de la demande américaine de gaz naturel.

Les exportations de gaz naturel vers les États-Unis ont augmenté de 6 % en 1998, pour atteindre 87,4 milliards de mètres cubes ($3,1 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$). L'insuffisance de la capacité pipelinière a continué de freiner la croissance des exportations, mais les exportations de gaz pendant la saison creuse (c'est-à-dire l'été) ont augmenté de 10 % par rapport à l'année précédente. Le taux de change et la demande de volumes d'injection pour stockage aux États-Unis ont contribué à cette hausse des ventes.

Les exportations de gaz canadien en vertu des ordonnances à court terme, d'une durée maximale de deux ans, ont continué de progresser pour atteindre 61,6 milliards de mètres cubes ($2,2 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) en 1998, comparativement à 53,5 milliards de mètres cubes ($1,9 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) en 1997. Les ventes en vertu des ordonnances à court terme ont représenté plus de 70 % de la totalité des ventes à l'exportation. Le reste a été exporté en vertu d'autorisations à long terme, dont la majorité visent une période maximale de 10 ans.

Les ventes à l'exportation se ventilent comme suit : 35 % au Midwest, 23 % à la Californie, 23 % au Nord-Est, 18 % à la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique, et 1 % à la région des Rocheuses (figure 9). Les importations de gaz naturel ont été relativement peu nombreuses par rapport à la production

Figure 8
Prix à l'exportation du gaz naturel
(à la frontière internationale)
(\$Can/CJ)

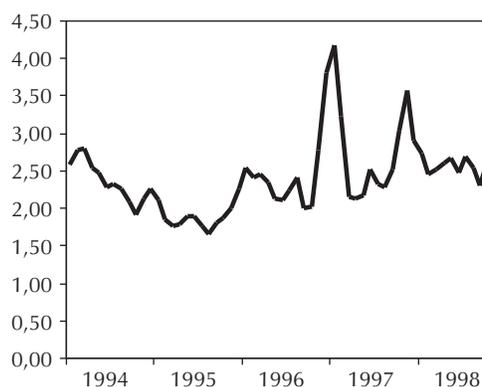
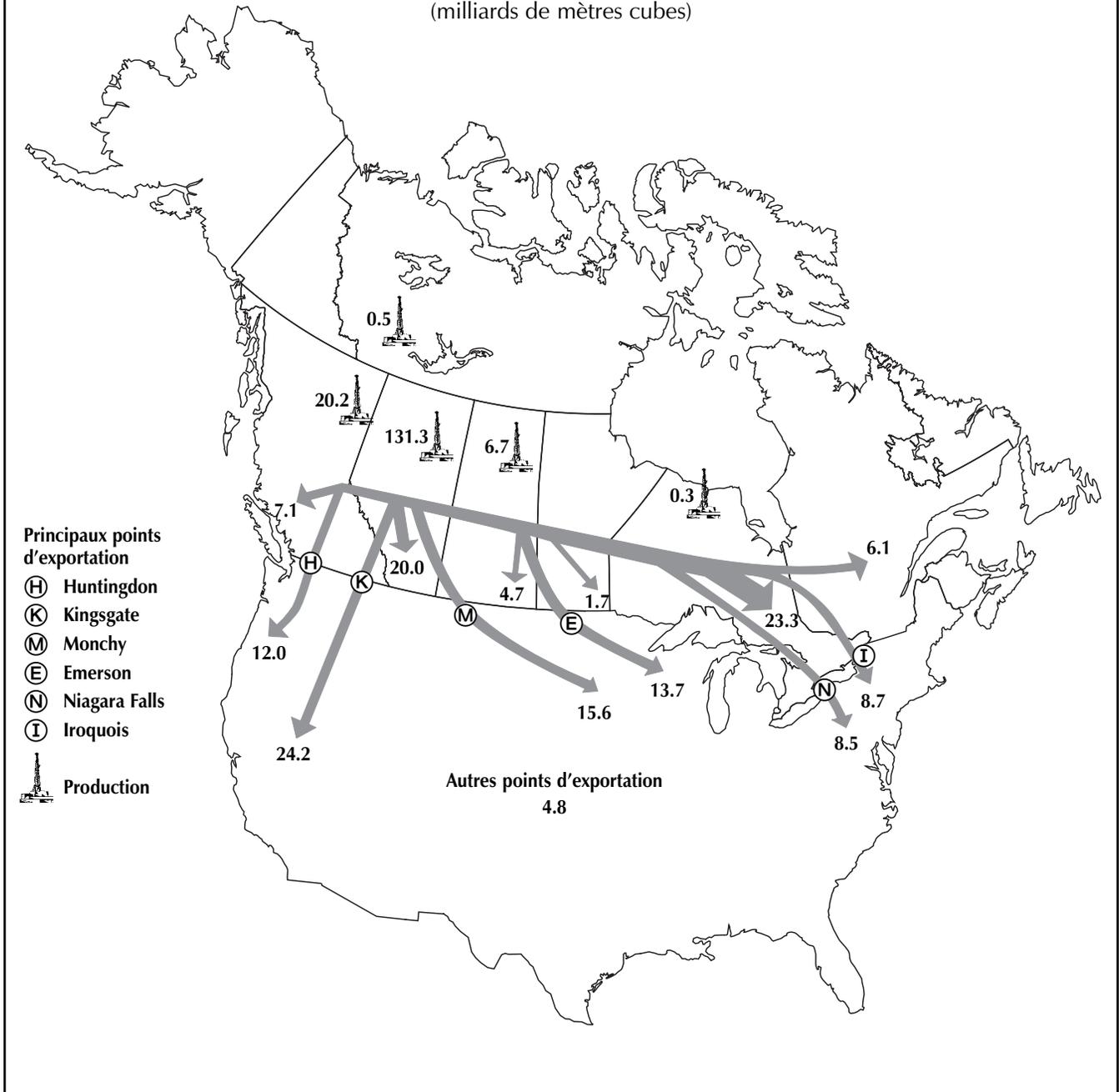


Figure 9
Offre et utilisation de gaz naturel en 1998
 (milliards de mètres cubes)



canadienne totale, atteignant environ un milliard de mètres cubes ($0,04 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) en 1998.

Prix à l'exportation du gaz naturel

En 1998, le prix moyen du gaz naturel exporté aux États-Unis a fléchi de 5 %, passant de 2,77 \$ le gigajoule (GJ) en 1997 à 2,63 \$ le GJ en 1998, à la frontière internationale (figure 8).

Le prix des volumes garantis exportés a chuté 7 % par rapport à 1997 par 7 % jusqu'à 2,66 \$ le GJ en 1998 et le prix des volumes interruptibles a fléchi marginalement pour se situer à 2,51 \$ le GJ.

Les recettes totales générées par les exportations de gaz naturel ont augmenté à 8,8 milliards de dollars en 1998.

Capacité des gazoducs

En 1998, le facteur de charge moyen sur les pipelines d'exportation du gaz canadien a dépassé 95 %, ce qui indique que la plupart des gazoducs sont exploités à pleine capacité ou presque. Au cours du dernier trimestre, l'agrandissement des réseaux de TransCanada et Foothills PipeLine a permis d'accroître la capacité d'exportation de 31,2 millions de mètres cubes (1,1 milliard de pieds cubes) par jour. Avec le prolongement récent du réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., une capacité d'exportation supplémentaire de 5,0 millions de mètres cubes (175 millions de pieds cubes) devraient être en service au premier trimestre de 1999.

Électricité

Ces dernières années, la possibilité de créer des marchés concurrentiels pour la production d'électricité au Canada a fait l'objet d'un très vaste débat. Aux États-Unis, une restructuration majeure des marchés de l'électricité est en cours depuis plusieurs années pour y amener une certaine concurrence. En bref, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) s'efforce de créer un marché concurrentiel de l'électricité aux États-Unis en assurant à des sources multiples de production l'accès à un réseau de transport de l'électricité réglementé.

L'évolution des marchés canadiens de l'électricité a été stimulée, en partie, par les efforts de restructuration déployés aux États-Unis. Toutefois, l'Alberta a été la première administration en Amérique du Nord à mettre en place un cadre concurrentiel pour son marché de l'électricité. Dans certaines autres provinces, la restructuration a aussi permis d'offrir un accès limité aux réseaux de transport aux producteurs autres que les services publics et aux services publics voisins. Par exemple, la Colombie-Britannique a instauré un tarif de transport libre accès pour le transport en gros dans la province et sur les interconnexions avec l'Alberta et les États-Unis. Le Manitoba, l'Ontario et le Québec ont donné le libre accès à leurs réseaux de transport, ou prévoient le faire, pour obtenir un accès réciproque aux services de transport en gros sur les marchés libre des États-Unis.

TransAlta Energy Marketing Corp., la British Columbia Power Exchange Corporation et Hydro-Québec ont obtenu de la FERC des certificats de mise en marché de puissance, qui leur donnent accès aux marchés américains.

Hydro-Québec a dégroupé sa fonction de transport, mais elle ne prévoit pas séparer le volet «production d'électricité» de son entreprise. Par ailleurs, dans le secteur de la production, il n'est pas envisagé de changer quoi que cela soit à l'actuelle dominance des services publics appartenant à la Couronne dans les provinces de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et du Manitoba. L'Ontario est censée instaurer la concurrence dans les secteurs du gros et du détail d'ici 2001, et Ontario Hydro perdra sa place prédominante sur le marché à compter de 2010. Le Nouveau-Brunswick mène actuellement des consultations qui pourraient aboutir à l'apport de changements au marché. Nova Scotia Power Inc., qui est exploitée comme une société privée depuis 1992, a été réorganisée en plusieurs divisions : transport et distribution, production de puissance et services à la clientèle, et commercialisation. À Terre-Neuve, la Public Utilities Board a mené un examen de l'orientation future de la réglementation.

Même si plusieurs provinces prennent des mesures pour ouvrir leurs marchés, il n'y a pas de démarche parallèle visant à créer un marché national de l'électricité au Canada. En partie, cela reflète le fait que la plupart des interconnexions électriques s'étendent naturellement du nord au sud en raison des distances entre les grands centres canadiens et des avantages du commerce avec les États-Unis pour des facteurs tels que la possibilité de procéder à des échanges saisonniers.

La production d'électricité a augmenté de 1 % de 1994 à 1998; la part des centrales nucléaires a chuté tandis que la production des centrales hydroélectriques et thermiques a augmenté (tableau 8). En 1998, environ 61 % de la production provenaient de centrales hydroélectriques, 27 % de centrales thermiques classiques et 12 % de centrales nucléaires. La consommation canadienne totale est estimée à 518 térawattheures.

Tableau 8
Production d'électricité^(a)
(térawattheures)

	1994	1995	1996	1997	1998 ^(b)
Hydroélectrique	329	336	353	345	331
Nucléaire	131	142	150	78	66
Thermique	103	114	118	131	149
Total	540	542	559	554	546

a) Source : Statistique Canada

b) Estimations

Exportations et importations d'électricité

Les exportations d'électricité, quoique moins importantes qu'en 1997, sont demeurées fortes depuis 1994. La demande américaine accrue et des conditions hydrauliques favorables au Canada expliquent la forte croissance des exportations.

Les initiatives visant à assurer un libre accès aux installations de transport aux États-Unis ont eu, jusqu'ici, peu d'effets mesurables sur les exportations canadiennes totales. Bien que la quantité totale exportée, soit un peu plus de 39 térawattheures, a été inférieure à celle des quatre dernières années, les recettes ont été plus élevées que jamais, atteignant presque 1,6 milliard de dollars. Les prix de l'électricité ont fluctué depuis 1994, mais le prix moyen des exportations garanties a augmenté de 11 % et le prix des exportations interruptibles a progressé de 42 % (passant de 25,14 \$ à 36,01 \$ le MW.h).

Cinq services d'électricité ont assuré environ 95 % des exportations d'électricité canadienne. Ce sont, par ordre de grandeur, Hydro-Québec, Hydro-Manitoba, B.C. Hydro, Énergie Nouveau-Brunswick et Ontario Hydro. En 1998, les exportations d'Ontario Hydro ont fléchi par rapport à l'année précédente en raison de la fermeture temporaire de certaines de ses centrales nucléaires. Les exportations d'énergie garanties et interruptibles ont été à peu près égales en 1998, situation qui s'explique en partie par la capacité de transport restreinte qui a limité les débouchés pour les exportations interruptibles. Au cours des quatre années précédentes, les exportations interruptibles ont représenté environ 60 % des exportations totales. C'est le Minnesota qui a été le plus gros importateur américain d'électricité, suivi des États de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de Washington (figure 10). Ces trois destinations ont absorbé plus de 60 % des exportations d'électricité.

Tout comme pour le gaz naturel, les importations d'électricité au Canada sont faibles, atteignant environ 15 térawattheures en 1998. Presque 80 % des importations étaient destinés à la Colombie-Britannique et à l'Ontario, cette dernière ayant absorbé un peu plus de la moitié des importations.

Sécurité et environnement



À titre d'organisme de réglementation, l'ONÉ a des responsabilités à l'égard de la santé et de la sécurité du public, de la santé et de la sécurité professionnelle des travailleurs, de même qu'à l'égard de la protection de l'environnement lorsque des installations ou des opérations sont visées par la Loi sur l'*Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) ou la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (Loi sur les OPC)¹. C'est au propriétaire de l'installation réglementée qu'incombent les questions liées à la sécurité et à l'environnement, mais l'Office veille à ce que le propriétaire et l'exploitant de l'installation évaluent et gèrent de façon appropriée les risques associés à la construction et à l'exploitation de l'installation.

Outre les exigences de la Loi sur l'ONÉ et de la Loi sur les OPC, l'Office est tenu de respecter les exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). À titre d'autorité responsable aux termes de la LCÉE, il veille à ce que les évaluations environnementales, y compris les exigences de surveillance et de suivi, se déroulent convenablement pour les projets de son ressort.

Le programme de l'ONÉ en matière de sécurité et d'environnement comprend quatre parties intégrées :

- l'évaluation des demandes visant de nouvelles installations du point de vue de la sécurité et de l'environnement;
- l'élaboration de règlements et de lignes directrices qui reflètent des pratiques exemplaires;
- la surveillance de la construction et de l'exploitation pour garantir que les questions relevées lors de la soumission de la demande soient résolues et que les installations soient construites et exploitées conformément aux règlements;
- la tenue d'enquêtes sur les défaillances ou les incidents survenus afin d'éviter la répétition d'incidents semblables.

L'efficacité du programme de l'Office dépend de l'intégration de ces quatre composantes et l'Office a pris des mesures concertées afin de pouvoir mieux s'acquitter de son rôle en matière de sécurité et d'environnement.

Nouvelles demandes

Les questions liées à la sécurité et à l'environnement sont d'abord prises en compte dès qu'une demande visant de nouvelles installations est soumise. En 1998, l'Office a examiné plusieurs nouveaux projets dont la conception soulevait d'importantes questions liées à la sécurité et à l'environnement. Le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SOEP) prévoyait la construction d'une importante usine à gaz près de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, et le premier gazoduc marin du ressort de l'ONÉ. Le réseau pipelinier de la compagnie Alliance conçu pour transporter du gaz du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta, jusqu'à la région de Chicago, fait appel à une technologie relativement nouvelle pour le transport à longue distance de gaz naturel en phase quasi-liquide sous haute pression. Le pipeline de Souris Valley sera le premier productoduc utilisé pour le transport du dioxyde de carbone qui sera du ressort de l'Office.

Aux termes de la LCÉE, l'Office mène des examens environnementaux préalables des installations projetées. Lorsqu'il reçoit une demande, le personnel établit si un examen est exigé aux termes de la LCÉE. Dans l'affirmative, l'examen est mené avec l'apport des autres autorités responsables et les avis spécialisés des ministères concernés, en veillant à ce que toutes les exigences de la LCÉE soient traitées avant qu'une décision soit rendue à l'égard de la demande. Même si une demande n'entraîne pas un examen aux termes de la LCÉE, l'Office étudie les aspects environnementaux du projet conformément à la Loi sur l'ONÉ. En ce qui a trait aux demandes présentées aux termes de la Loi sur les OPC, l'Office doit veiller à ce que les activités pétrolières et gazières se déroulent en toute sécurité, sans nuire à l'environnement et suivant des méthodes d'exploitation rationnelle des gisements.

¹La Loi sur les OPC définit les pouvoirs réglementaires de l'Office en ce qui concerne activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales qui ne sont pas visées par des accords de gestion conjointe fédéraux-provinciaux..

En 1998, l'Office a étudié 114 demandes soumises aux termes de la Loi sur les OPC, soit 24 % de plus que l'année précédente; cette hausse tient surtout à une recrudescence des travaux d'exploration pétrolière et gazière dans la région de Fort Liard. Sur ce total, 15 demandes visaient des travaux de forage de puits.

À la fin de 1997, le premier plan de mise en valeur dans la région du Nord à être soumis depuis plusieurs années a été approuvé aux termes de la Loi sur les OPC. Le gazoduc enfoui Ikhil acheminera le gaz tiré de puits l'aménagement situés dans les Territoires du Nord-Ouest jusqu'à la ville d'Inuvik. En 1998, du gisement de gaz d'Ikhil, contrôlé par la *Inuvialuit Petroleum Corporation* (IPC), a été relancée grâce à la réparation du puits Ikhil K-35 d'IPC et au forage de deux nouveaux puits, aménagés pour mieux gérer le gisement. IPC a demandé d'être autorisée à construire un gazoduc du champ d'Ikhil jusqu'à la ville d'Inuvik ainsi que les installations nécessaires à la production et au traitement du gaz.

Au cours de 1998, l'Office a participé à l'élaboration des lignes directrices sur l'examen environnemental préalable dans le cadre de la nouvelle *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* (Loi sur la GRVM), qui remplace la LCÉE dans cette région et assure aux Autochtones un rôle plus grand dans le système unifié de gestion des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie. La Loi sur la GRVM établit un nouveau processus d'évaluation des répercussions environnementales ainsi que divers offices pour l'aménagement territorial, la gestion des terres et des eaux ainsi que l'examen des effets environnementaux. L'ONÉ étudiera les effets éventuels des activités pétrolières et gazières sur les ressources en terres et en eaux ainsi que sur l'environnement à titre d'organisme administratif désigné, de concert avec les nouveaux offices de la vallée du Mackenzie.

Règlements et lignes directrices

L'ONÉ administre des règlements pour assurer la sécurité du public et des employés des compagnies ainsi que la protection de l'environnement et des biens. Le *Règlement sur*

les pipelines terrestres (RPT) énonce les exigences, sur le plan technique et de la sécurité, qui doivent être respectées à toutes les étapes du cycle de vie des pipelines du ressort de l'Office. Il s'appuie fortement sur les normes élaborées par l'Association canadienne de normalisation (CSA). L'Office participe de concert avec l'industrie et d'autres organismes gouvernementaux à l'élaboration et à la mise à jour de ces normes. En 1998, en raison de l'évolution des enjeux et de la technologie, la CSA a mis à jour ses normes visant les réseaux pipeliniers. Ceci entraînera en 1999 une refonte du RPT qui, en plus d'incorporer les nouvelles normes de la CSA, se verra un règlement davantage axé sur l'atteinte de buts particuliers et sur l'entretien des pipelines.

Pour que les normes de réglementation soient les mêmes pour toutes les terres domaniales, l'Office participe, de concert avec Ressources naturelles Canada (RNCan), l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNÉHE), à l'élaboration et au maintien de règlements sur la sécurité et l'environnement pour les activités d'exploration et d'exploitation visées par la Loi sur les OPC.

En 1998, l'Office a lancé des consultations en vue de modifier un certain nombre de directives, de lignes directrices et de règlements pris aux termes de la Loi sur les OPC, notamment : le *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada* et le *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*; le *Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelles liées à l'exploitation du pétrole dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* et le *Règlement sur l'hygiène et la sécurité professionnelles liées à l'exploitation du pétrole dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse*; le *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières du Canada*; les *Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières*, de même que les *Directives sur le choix des substances chimiques* et les *Directives relatives à l'échantillonnage de matériaux sur les terres domaniales*.

En outre, l'Office a participé de concert avec l'industrie, d'autres paliers de gouvernement et des groupes d'intéressés à des initiatives visant à formuler des approches nationales communes à l'égard de la réglementation des questions liées à la sécurité et à l'environnement. Par exemple, en novembre 1998, le Comité de franchissement des cours d'eau par des pipelines au Canada, qui regroupe des organismes fédéraux et provinciaux, l'industrie et des associations environnementales, a parrainé l'atelier sur les lignes directrices pour le franchissement des cours d'eau. Plus de 120 représentants, issus de l'industrie, du gouvernement et d'organismes publics, ont discuté du projet de lignes directrices que le Comité avait élaboré. Le Comité incorporera les observations reçues dans la version définitive des lignes directrices en 1999.

Surveillance de la construction

Lorsqu'il autorise une demande concernant des installations, l'Office assortit souvent son approbation de conditions, qui doivent être respectées avant ou pendant la construction ou l'exploitation du projet. En 1998, 152 autorisations d'installations délivrées par l'Office ont été assorties d'un total de 539 conditions, dont bon nombre touchaient l'environnement. En outre, les compagnies doivent construire et exploiter leurs installations conformément aux règlements pris par l'Office. Ce dernier surveille la construction des pipelines pour que soient respectés ses exigences, ainsi que toutes autres engagements pris par la compagnie au cours de l'évaluation du projet. L'Office exécute un programme de vérification de la conformité environnementale pour faire en sorte que les compagnies réglementées protègent l'environnement au cours de la construction de leurs installations et remettent en état les terres perturbées.

En 1998, plusieurs grands projets pipeliniers ont été réalisés. À titre d'exemple, TransCanada PipeLine Limited a agrandi ses installations en construisant 298 kilomètres de doublement, Trans Québec & Maritime a construit le prolongement vers PNGTS (214 kilomètres de gazoduc), Enbridge Pipelines Ltd. a construit 619 kilomètres de doublement pipelinier et

AEC Suffield Gas Pipeline Inc. a construit, dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, 106 kilomètres de nouveau pipeline. La construction de l'usine à gaz de SOEP et du gazoduc de 568 kilomètres de Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. a commencé. En outre, neuf nouvelles compagnies, dont l'Office a approuvé les installations en 1998, relèvent maintenant de la compétence de l'Office. Un certain nombre de ces projets ont exigé l'aménagement d'une nouvelle emprise, ce qui a suscité des préoccupations environnementales additionnelles.

Au cours de 1998, les inspecteurs de l'Office ont mené 51 inspections de chantiers de construction, durant lesquelles ils ont vérifié les plans et les techniques de construction et évalué l'efficacité du programme d'inspection technique des entrepreneurs.

Parce que les questions de sécurité liées à la partie extracôticière du gazoduc de SOEP relèvent de la compétence mixte de l'Office et de l'OCNÉHE, l'Office a nommé inspecteur un employé de l'OCNÉHE, aux termes de la Loi sur l'ONÉ, pour faire en sorte que les questions de sécurité soient traitées conformément à ses exigences. En 1999, l'Office entend nommer et former d'autres employés de l'OCNÉHE qui veilleront à ce que les questions environnementales et techniques soient également traitées conformément à ses exigences.

En 1998, les inspecteurs de l'Office ont surveillé la construction, par Foothills Pipe Lines Ltd., d'un doublement de 115 kilomètres de canalisation de gros diamètre dans le sud de la Saskatchewan. L'agrandissement avait été approuvé par l'Administration du pipe-line du Nord (APN).

L'Office exige que les compagnies utilisent les services d'inspecteurs en environnement qualifiés pour la surveillance des travaux de construction. Ces inspecteurs ont habituellement le pouvoir de choisir les mesures d'atténuation voulues et de mettre fin aux activités qui peuvent entraîner inutilement des effets sur l'environnement.

Lorsque la construction est achevée, les compagnies sont normalement tenues de soumettre à l'Office des rapports environnementaux postérieurs à la construction. On y relève les questions environnementales qui se sont posées au cours de la période de construction et les mesures qui ont été prises pour protéger l'environnement. Après deux saisons de croissance, les compagnies déposent des rapports additionnels qui traitent des questions environnementales non résolues et évaluent l'état de rétablissement de la zone touchée.

Après l'achèvement de la construction, mais avant la mise en service des installations, les compagnies sont tenues de solliciter une ordonnance de mise en service. L'Office ne délivre un tel permis que s'il est convaincu que les installations construites peuvent être exploitées en toute sécurité. En 1998, il a délivré 148 ordonnances de mise en service.

Surveillance de l'exploitation des installations existantes

L'Office a des programmes en place pour évaluer et surveiller les pratiques en matière de sécurité et d'environnement adoptées par plus de 60 compagnies qui exploitent quelque 40 000 kilomètres de canalisations. Il mène sur le terrain et aux bureaux des compagnies des vérifications de la gestion de la sécurité et de l'environnement.

En 1998, l'Office a mené 14 vérifications de la gestion de la sécurité chez 11 compagnies. Au cours de telles vérifications, il examine les manuels et dossiers d'exploitation et d'entretien, les manuels d'intervention d'urgence et les programmes de formation en sécurité; de plus, il évalue avec le personnel des compagnies l'aspect sécuritaire de l'exploitation de l'installation. Ses vérificateurs visitent des installations données pour confirmer que les procédures d'exploitation sont conformes à celles prescrites dans les manuels des compagnies. Il ressort des vérifications que les compagnies respectent généralement les exigences de l'Office, même si des cas de non-conformité sont souvent relevés relativement à des points mineurs.

En 1998, le personnel de l'Office a inspecté 86 installations en exploitation. Au cours des inspections, les inspecteurs de l'Office s'assurent que les règlements d'application de la *Loi sur l'ONÉ* ainsi que le *Code canadien du travail* et leurs règlements sont respectés. Ils ont relevé seulement des points mineurs, que les compagnies ont habituellement corrigés rapidement.

En outre, l'Office effectue des vérifications des programmes de prévention des dommages par des tiers, exigés par le *Règlement sur le croisement de pipe-lines*. Ces programmes visent à sensibiliser les tiers à la présence des pipelines enfouis et à éviter ainsi que ces derniers soient endommagés. Deux vérifications ont été menées en 1998.

En 1998, l'Office a parrainé le deuxième Atelier de sensibilisation pour les compagnies pipelières. Plus de 100 représentants de compagnies pipelières se sont réunis à Vancouver pour écouter les exposés des chefs de l'industrie et partager leur expérience. On peut se procurer un compte rendu des discussions auprès du bureau des publications de l'Office ou sur le site Web de l'ONÉ.

L'Office a continué de surveiller la mise en oeuvre des recommandations énoncées dans son rapport de novembre 1996 intitulé *Fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et gazoducs canadiens : Rapport de l'enquête*. Les 27 recommandations portent sur la mise en place, par chaque compagnie pipelière, d'un programme de gestion de la FCST, des changements à la conception des pipelines, la poursuite des recherches sur la FCST, l'établissement d'une base de données sur la FCST pour l'ensemble de l'industrie, l'amélioration des méthodes d'intervention d'urgence et le partage de l'information. Les compagnies réglementées par l'Office n'ont pas connu de rupture de pipeline attribuable à la FCST en 1998.

L'Office vérifie périodiquement les emprises pipelières qui relèvent de sa compétence pour confirmer l'efficacité des mesures de protection environnementale courantes.

Les niveaux de bruit émis par les stations de compression et de pompage sont également

l'objet de vérifications régulières. En 1998, l'Office a reçu des compagnies de nombreux rapports de surveillance des niveaux de bruit émis par des installations récentes. Les résultats de ces rapports seront utilisés dans de futures inspections de l'Office.

Aux termes de la Loi sur les OPC, le personnel de l'Office a mené un total de 53 inspections des sites d'exploration et de production sur des terres domaniales, pour assurer que les opérations se déroulent conformément aux programmes approuvés et aux exigences réglementaires.

Plaintes déposées par les propriétaires fonciers

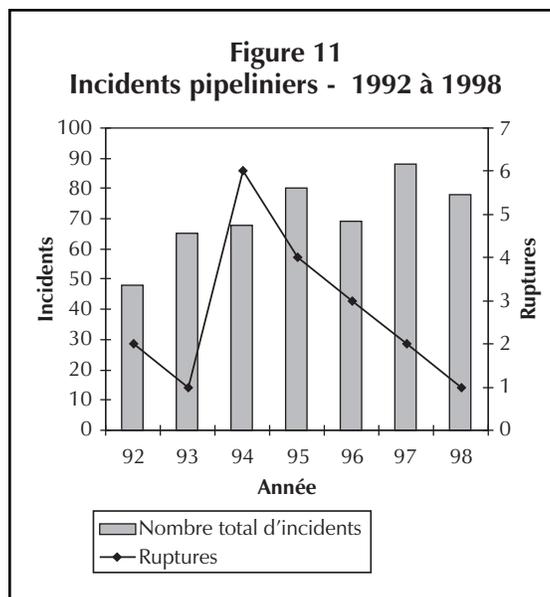
L'Office répond aux plaintes déposées par les propriétaires fonciers qui sont touchés par les travaux de construction et l'exploitation des installations pipeliniers. Dans la plupart des cas, il en avise la compagnie et l'incite à corriger la situation. L'Office inspecte certaines des propriétés affectées pour vérifier que l'environnement est protégé.

En 1998, l'Office a observé une hausse du nombre de plaintes déposées par des propriétaires fonciers durant les travaux de construction, probablement en raison de la sensibilisation accrue du public, y compris les propriétaires fonciers, quant aux exigences rigoureuses de l'Office en matière de protection de l'environnement.

Enquêtes sur les incidents

Aux termes du *Règlement sur les pipelines terrestres*, les compagnies sont tenues de signaler immédiatement les incidents à l'Office. La définition d'incident comprend tout défaut de fonctionnement ou défaillance d'un pipeline, un feu ou une explosion, un déversement de liquides, une fissure ou un événement qui entraîne un décès ou une blessure exigeant l'hospitalisation de la victime. L'Office enquête sur les incidents pour établir si des tendances se manifestent et faire des recommandations pour éviter que des incidents semblables ne se reproduisent. Même les incidents mineurs fournissent des indices sur l'état d'un pipeline ou les programmes de sécurité susceptibles

d'amélioration. L'Office fait enquête sur tous les incidents, mais il ne mène habituellement des investigations détaillées sur le terrain que pour les accidents qui ont entraîné des blessures graves ou des rejets importants d'hydrocarbures.



En 1998, un total de 78 incidents ont été signalés, par rapport à 88 l'année précédente et à 71 en moyenne durant les années 1992 à 1998. Quinze de ces incidents ont causé 19 blessures chez le personnel de construction et d'entretien, et 31 ont entraîné des fuites.

La majorité des 78 incidents se sont produits dans des zones à accès limité, telles que des stations de compression ou des usines à gaz. En effet, 36 incidents se sont produits dans des stations de compression ou de pompage, 8 dans des usines à gaz, et le reste le long des emprises.

Suivant la tendance à la baisse observée depuis cinq ans dans le nombre de ruptures, il n'y a eu qu'un cas rupture en 1998. L'incident s'est produit sur le pipeline Kobe Creek de WEI en décembre et il n'a entraîné aucune blessure dans le public ou chez les employés de la compagnie. Le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) fait enquête et devrait publier un rapport en 1999.

En 1998, l'Office a entrepris de réviser sa base de données pour la collecte de renseignements sur les incidents. Il prévoit l'intégrer aux bases de données de l'industrie et d'autres organismes gouvernementaux.

L'Office veille à ce que toutes les compagnies relevant de sa compétence disposent de plans d'intervention d'urgence adéquats pour faire face aux déversements de pétrole et fuites de gaz naturel et en atténuer les effets négatifs sur la sécurité du personnel, la santé publique et l'environnement. Il examine ces plans pour assurer que des procédures adéquates sont en place. En outre, il encourage les compagnies à tenir des exercices d'intervention d'urgence et y participe.

Lorsque survient une urgence, le rôle de l'Office consiste avant tout à surveiller l'intervention de la compagnie pour s'assurer que toutes les mesures raisonnables ont été prises pour protéger la sécurité des personnes et préserver l'environnement. En 1998, un total de 35 fuites et déversements mineurs se sont produits. L'Office a fait une inspection dans deux cas susceptibles de nuire à l'environnement. Dans les deux cas, la compagnie a pris des mesures adéquates pour réduire au minimum les effets environnementaux.

L'Office surveille les sites touchés par une fuite ou un déversement jusqu'à ce qu'ils aient été adéquatement rétablis. Un système de suivi de l'information permet d'assurer qu'un suivi est

fait et que la compagnie en cause fait les travaux nécessaires.

En ce qui a trait à la Loi sur les OPC, un total de 11 situations dangereuses ont été signalées en 1998, ce qui est légèrement moins qu'en 1997. Compte tenu de la hausse globale du niveau d'activité au nord du 60^e parallèle, le moindre nombre de blessures atteste que les compagnies veillent à l'adoption de pratiques de travail sûres.

En 1998, un total de 28 déversements se sont produits dans les zones domaniales. Tous les sites ont été nettoyés par la compagnie en cause ou font l'objet de mesures correctrices.

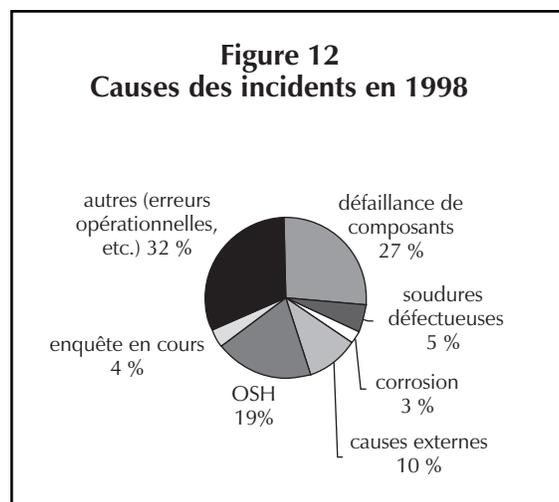
Bureau de la sécurité des transports du Canada

L'ONÉ partage la responsabilité de l'enquête sur les incidents pipeliniers avec le BST, qui est un organisme d'enquête fédéral indépendant. Il est convenu par les deux organismes que tous les incidents sont d'abord signalés au BST. Si celui-ci décide de faire enquête, l'ONÉ peut participer, mais il lui est interdit de rendre ses constatations publiques relativement à la cause et aux facteurs contributifs de l'incident. Le BST est autorisé à émettre des recommandations, et l'ONÉ peut être tenu d'y répondre. L'ONÉ peut lui-même faire enquête pour assurer que ses règlements n'ont pas été enfreints ou établir le besoin de mesures correctrices, ou les deux. Afin d'éviter le doublement de leurs activités, les deux organismes coordonnent leurs enquêtes.

En 1998, le BST a publié deux rapports découlant d'enquêtes importantes portant sur des installations réglementées par l'ONÉ. Les recommandations qu'il a formulées dans ces rapports ne touchaient pas directement l'ONÉ.

Préparation à l'an 2000

L'Office se préoccupe des effets que peut avoir le passage à l'an 2000 sur l'intégrité des installations de son ressort, surtout en ce qui a trait à la sécurité, à la continuité du service et à la protection de l'environnement. À cet égard, il a pris un certain nombre de mesures en 1998.



L'Office surveille l'état de préparation à l'an 2000 des compagnies qu'il réglemente. Pour faciliter cette tâche, il a réparti ces compagnies en deux catégories. Les compagnies dont les opérations sont susceptibles d'avoir le plus d'impact sur l'environnement et le bien-être des Canadiens font partie de la catégorie 1. En général, il s'agit des compagnies qui transportent les plus gros volumes de gaz et de pétrole. La catégorie 2 regroupe toutes les autres compagnies réglementées par l'Office.

L'Office a ordonné aux compagnies de la catégorie 1 de soumettre le compte rendu sommaire d'une évaluation du problème de l'an 2000, établie par une tierce partie, en ce qui touche les systèmes qui risquent d'avoir une incidence sur la santé, la sécurité et l'environnement, ainsi que sur la continuité du service. En juillet, il a sollicité de toutes les compagnies qu'il réglemente de l'information sur leurs plans de préparation à l'an 2000. Dans sa demande de renseignements, il exigeait que les compagnies fournissent des rapports d'étape trimestriels en 1998 et 1999.

Les réponses initiales des compagnies ont beaucoup varié dans leur détail. Toutes les compagnies ont indiqué être au courant du problème. Les compagnies pipelinières ont signalé que leurs systèmes ne devraient pas connaître de problèmes majeurs et qu'elles prévoyaient être prêtes à répondre à tout problème éventuel.

Application de la loi

L'Office adopte une approche graduelle pour résoudre les cas mineurs de non-conformité à ses règlements ou aux conditions dont il assortit ses permis. Lorsqu'une infraction ne peut être corrigée immédiatement, mais qu'elle n'engendre pas de risque immédiat ou grave, l'Office peut demander à la compagnie de lui fournir une assurance de conformité volontaire (ACV) précisant la nature de l'infraction et les mesures à prendre pour la corriger. Si son personnel ne reçoit pas cette ACV, l'Office envoie une lettre à la compagnie. Lorsque survient une situation dangereuse susceptible de poser un risque immédiat à la propriété ou à l'environnement et d'exiger une mesure

immédiate et directe, un inspecteur de l'ONÉ émet un ordre qui oblige la compagnie à corriger la situation. Si les mesures correctrices voulues ne sont pas prises, l'Office peut imposer une amende à la compagnie.

En 1998, en raison de cette approche progressive, aucune amende n'a été imposée et seulement un ordre visant à corriger une pratique jugée peu sûre a été émis. Dans ce dernier cas, la compagnie a réagi la même journée et continué à se pencher sur le problème pendant la durée de son projet.

L'Office constate que le niveau de conformité des compagnies de son ressort est élevé pour ce qui concerne le respect des règlements et des autorisations. Afin d'utiliser de façon efficace et efficiente ses ressources en matière d'inspection, l'Office adopte progressivement une méthodologie basée sur le risque pour établir le niveau approprié d'inspections et de vérifications.

Recherche et développement

L'Office est le secrétariat du Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE), qui finance les projets de recherche d'ordre environnemental et social associés aux activités d'exploration et de production des hydrocarbures dans les terres domaniales. En raison d'une hausse de l'activité sur la côte Est, trois nouveaux projets de recherche sont prévus en 1999. Ils portent sur les sujets suivants : *Effets de la prospection sismique sur les pêches de la côte est; Considérations pratiques relatives à la surveillance et à l'évaluation des effets cumulatifs dans les régions extracôtières de l'Est du Canada; et Inventaire des ressources au large des côtes - Péninsule Great Northern (North Head, Baie des îles jusqu'au cap Bauld).*



Services d'information publique

Qu'il s'agisse d'expliquer au public comment participer à une audience publique, de transmettre les résultats d'une vérification de la sécurité d'un pipeline ou de publier une décision, l'Office vise à rendre toutes ses communications fiables et faciles d'accès. Il a recours à une gamme de processus et d'outils pour transmettre l'information à ses membres et employés, ainsi qu'au public. La transition progressive vers la production et la distribution de documents électroniques est au coeur de la stratégie de gestion de l'information de l'Office, bien que le support papier demeure une option pour les interlocuteurs qui en ont besoin.

Dépôt électronique des demandes relatives à la réglementation

L'ONÉ va de l'avant avec la mise en oeuvre de son Système de dépôt électronique des demandes relatives à la réglementation (SDÉDR), en collaboration avec la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO) et les compagnies réglementées du secteur énergétique. Le SDÉDR se veut un système non exclusif pleinement fonctionnel permettant la création, l'échange, l'utilisation et la réutilisation de l'information de réglementation en format électronique. Grâce au système, il sera plus facile pour les clients de participer au processus de réglementation de l'Office, peu importe la distance qui les sépare des bureaux de l'Office à Calgary.

Au cours de 1998, l'ONÉ, de concert avec la CÉO et divers clients externes, a éprouvé le concept du dépôt électronique en créant et en échangeant des documents normalisés dans un dépôt central. Cette étape fut suivie du perfectionnement et de l'approbation d'un modèle de document normalisé avec l'apport considérable de parties externes. À l'interne, l'Office a mis sur pied une équipe de projet et arrêté un échéancier. Les logiciels et le matériel informatiques de l'Office ont aussi été mis à niveau pour répondre aux exigences du projet du SDÉDR.

À l'heure actuelle, l'Office permet aux compagnies qui le désirent de déposer leurs documents électroniquement et accepte de mener des instances pilotes axées sur le dépôt électronique. La participation à de tels essais pilotes, à titre de demandeur ou d'intervenant, permettra à l'industrie de se familiariser avec la technologie du SDÉDR et les nouveaux processus de réglementation, avant que le dépôt électronique des documents ne devienne obligatoire.

Préparation à l'an 2000

L'ONÉ prend très au sérieux la question de la préparation à l'an 2000 car son propre fonctionnement, tout comme celui des compagnies réglementées, peut en dépendre. L'Office a arrêté une stratégie pour s'occuper de ce dossier, soit : établir un bureau de projet pour la conduite des activités internes et former une équipe pour assurer les communications avec l'industrie et les compagnies réglementées.

Le bureau de projet interne gère les activités suivantes :

- inventorier et analyser les systèmes informatiques de l'ONÉ;
- dresser des plans d'urgence comprenant, entre autres, des scénarios de situations d'urgence, des plans d'intervention d'urgence et des plans de reprise des opérations;
- effectuer une évaluation des risques à l'ONÉ et dresser des plans pour pallier aux problèmes soulevés;
- suivre les progrès de l'Office dans l'exécution des plans établis.

Outils de communication

Site Web sur Internet

L'Office exploite son site Web (www.neb.gc.ca) depuis 1996. Comptant en moyenne 25 000 visiteurs par mois en 1998, le site s'avère un outil privilégié pour accéder à l'information sur notre organisation. On y trouve des renseignements sur le rôle de l'Office en matière de réglementation et les instances récentes ou en

cours, ainsi que des statistiques mensuelles sur l'industrie énergétique. En 1998, l'Office y a ajouté notamment son rapport annuel, des statistiques complémentaires sur l'énergie et des renseignements sur les demandes ayant trait au domaine de l'électricité. Il ne cesse d'enrichir son site par l'ajout de nouveaux renseignements.

Système de documentation de l'Office

En 1995, l'Office a créé le Système de documentation de l'Office (SDO) pour permettre un accès direct à une bibliothèque électronique de documents de réglementation. Le système renferme les motifs de décision des audiences publiques tenues depuis 1985 et les transcriptions des audiences depuis 1991. L'Office compte intégrer le SDO dans le dépôt central de documents du SDÉDR en 1999.

Communiqués de presse

L'Office a diffusé 47 communiqués de presse en 1998 pour transmettre aux médias et au grand public des renseignements sur les audiences publiques, les décisions rendues, les consultations publiques et les changements importants apportés aux règlements et aux procédures. Au début de l'année, l'Office a commencé à encourager les clients à consulter les communiqués sur son site Web au lieu d'en obtenir une copie par la poste. L'Office continuera de se servir des listes d'envoi et de la bibliothèque pour diffuser ses communiqués, mais on pourra normalement y accéder plus rapidement sur son site Web.

Bulletin: Activités de réglementation

Depuis plusieurs années déjà, l'Office publie le bulletin trimestriel *Activités de réglementation* qui donne un résumé des demandes en matière de réglementation et autres questions traitées par l'Office au cours de la période. En 1998, l'Office a commencé à publier des mises à jour mensuelles du bulletin dans son site Web, tout en continuant d'envoyer le bulletin par la poste aux personnes qui en avait besoin sur support papier.

Bulletins d'information

L'Office a fait paraître 13 bulletins d'information sur des sujets d'intérêt général. On peut les obtenir auprès de la bibliothèque de l'Office ou sur son site Web. (En voir la liste dans le supplément II)

Autres services d'information

Service d'écoute par liaison téléphonique

Pour la commodité des participants au processus de réglementation qui ne peuvent pas assister à une instance sur place, l'Office offre un service d'écoute par liaison téléphonique dans le cadre de la plupart de ses audiences. En 1998, il a fourni ce service au cours de 11 de ses 12 audiences.

Bibliothèque

L'Office loge une bibliothèque spécialisée qui comprend des ouvrages de référence, des manuels et des périodiques, ainsi que les dossiers des demandes faisant l'objet d'audiences, des études sur l'énergie et les discours prononcés par les membres de l'Office. La bibliothèque est ouverte de 9 h à 16 h, du lundi au vendredi.

Pour de plus amples renseignements

Pour obtenir des renseignements sur les services ou les activités de l'Office, on peut communiquer avec l'Office par téléphone, au (403) 292-4800, ou par télécopieur, au (403) 292-5503.

Pour commander des publications, prière de s'adresser à la personne suivante :

Coordonnatrice des publications
Office national de l'énergie
444 Septième avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
Canada T2P 0X8
Courriel : orders@neb.gc.ca
Téléphone : (403) 299-3562



Activités de l'organisation

L'ONÉ en tant qu'employeur

L'ONÉ est un organisme de la fonction publique fédérale qui a son siège à Calgary. En tant qu'employeur distinct aux termes de la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique*, l'Office profite des avantages d'être une grande organisation, tout en ayant la souplesse nécessaire pour adapter un nombre de politiques et de procédures en fonction de ses besoins particuliers. À titre d'exemple, l'Office s'est doté d'un système de classification unique qui reflète toute la gamme des postes qui existent à l'ONÉ. De plus, l'Office négocie directement les conditions d'emploi du personnel avec les deux syndicats qui représentent ses employés. Par ailleurs, parce que l'Office conserve des liens étroits avec le processus de dotation de la fonction publique, ses employés ont accès aux possibilités d'emploi qui s'offrent ailleurs dans l'administration fédérale à l'échelle du Canada.

À titre d'employeur, l'Office a pour stratégie d'offrir à son personnel une rémunération raisonnable et un milieu de travail positif et valorisant. L'Office se rend compte de l'importance pour chacun d'équilibrer la vie professionnelle et la vie familiale, et il offre des modalités de travail flexibles pour aider les employés à réaliser cet équilibre. De plus, l'Office encourage le personnel à se prévaloir des possibilités de formation, de perfectionnement et d'épanouissement professionnel qui sont offertes.

Gestion stratégique

Au cours des dernières années, l'Office s'est positionné pour réussir en se donnant une structure axée sur des équipes multidisciplinaires qui lui permet de se concentrer sur des résultats stratégiques. En 1998, il a précisé son orientation stratégique en établissant un plan pluriannuel, lequel permet de fixer les priorités, d'appliquer de bons processus de planification, d'évaluer les résultats atteints et de forger le lien indispensable entre l'orientation stratégique de l'Office et les responsabilités de chaque employé. Ce plan répond en outre aux recommandations du vérificateur général au sujet de la communication des données sur le rendement et l'établissement d'un plan stratégique en matière de ressources humaines.

L'Office a aussi instauré l'an dernier un nouveau processus de gestion du rendement conçu pour clarifier les liens entre la contribution de chaque employé et les résultats souhaités de l'organisation. Le processus met l'accent sur le dialogue, la planification du perfectionnement professionnel et la rétroaction concernant les réalisations.

Déménagement de l'Office dans de nouveaux locaux

L'ONÉ a logé au 311 Sixième avenue S.-O. depuis sa réinstallation à Calgary en 1991. À l'expiration du bail, il a choisi de nouveaux locaux situés au 444 Septième avenue S.-O. à l'issue d'un processus d'appel d'offres.

L'organisation toute entière a déménagé en une seule fin de semaine au mois d'août 1998. Le déménagement s'est fait dans les limites du budget fixé et avec un minimum d'inconvénients pour le public. Avec l'aide de Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, l'Office a réussi à réduire ses besoins d'espace tout en fournissant aux employés des aires de travail ergonomiques.

Dépenses

Depuis 1991, l'Office recouvre jusqu'à 90 % de ses frais de fonctionnement auprès des compagnies qu'il réglemente, plutôt qu'auprès des contribuables. Suivant la recommandation formulée par le vérificateur général, l'Office, en 1998, a entamé des négociations avec l'industrie en vue de réexaminer en profondeur les règlements ayant trait au recouvrement des frais de l'ONÉ.

Le tableau 9 indique les dépenses de l'Office et ses effectifs au cours des cinq derniers exercices. Le lecteur trouvera plus de détails sur les plans et les budgets de l'organisation dans le *Budget des dépenses de 1998-1999* de l'ONÉ et le *Rapport sur les plans et les priorités de 1999*. On peut obtenir ces documents sur demande.

Tableau 9
Profil des dépenses et des effectifs

Exercice (1 ^{er} avril au 31 mars)	Dépenses (en milliers de dollars)	Employés à temps plein (ou équivalents temps plein)
1994 - 1995	27 377	298
1995 - 1996	25 911	279
1996 - 1997	26 855	272
1997 - 1998	28 048	264
1998 - 1999 ^{a)}	27 707	277

a) Estimation

Supplément I

Le mandat de l'Office

L'Office national de l'énergie est un tribunal de réglementation fédéral indépendant qui a été créé en 1959. Il rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles Canada (le ministre). L'Office est un tribunal d'archives, qui détient tous les pouvoirs conférés à un tribunal supérieur en ce qui a trait à : la présence aux audiences, à l'assermentation des témoins et à leur interrogatoire, à la production et à l'inspection de documents ainsi qu'à l'application de ses ordonnances.

À la fin de 1998, l'Office comptait six membres permanents (il pourrait en nommer un maximum de neuf) nommés pour un mandat de sept ans. Deux membres temporaires ont aussi été nommés durant l'année.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office autorise la construction et l'exploitation des oléoducs, gazoducs et productoducs internationaux; des lignes internationales de transport d'électricité ainsi que de certaines lignes interprovinciales qui sont désignées de ressort fédéral; l'établissement des droits et des tarifs des compagnies pipelinières qui relèvent de sa compétence; l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité et l'importation de gaz naturel.

En vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (Loi sur les OPC) et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, l'Office est aussi habilité à réglementer les activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales qui ne sont pas régies par des accords conjoints fédéraux-provinciaux.

Le mandat de l'Office consiste aussi à fournir des conseils techniques spécialisés à l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, à l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, à Ressources

naturelles Canada et au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

En vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, l'Office est chargé de réaliser des évaluations environnementales de la planification, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et de la cessation d'exploitation des projets énergétiques de son ressort. En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la Loi sur les OPC, les activités de l'Office en matière d'environnement comprennent trois volets distincts : évaluation des impacts environnementaux éventuels des projets; surveillance et application des conditions rattachées à l'autorisation des projets; surveillance permanente et à long terme des activités d'exploitation.

L'Office est responsable du fonctionnement sécuritaire des pipelines relevant de sa compétence et les inspecteurs de l'Office sont aussi nommés à titre d'agents de sécurité aux fins de l'application de la partie II du *Code canadien du travail*.

L'Office conseille le Ministre, sur demande, sur les questions touchant son champ de compétences à titre d'organisme de réglementation. La *Loi sur le pipe-line du Nord* et la *Loi sur l'administration de l'énergie* confèrent à l'Office des attributions précises.

On trouvera ci-après une liste des lois, règlements, règles et lignes directrices en vertu desquels l'Office exerce ses activités ou assume des responsabilités.

Lois, règlements, règles et lignes directrices

Lois

Loi sur l'Office national de l'énergie
Loi sur les opérations pétrolières au Canada
Loi fédérale sur les hydrocarbures
Loi canadienne sur l'évaluation environnementale

Code canadien du travail, partie II
Loi sur l'administration de l'énergie
Loi sur le pipe-line du Nord

Règlements pris en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie

*Règlement concernant la qualification des
produits pétroliers*
*Règlement de l'Office national de l'énergie
concernant le gaz et le pétrole (Partie VI)*
*Règlement de l'Office national de l'énergie
concernant l'électricité (Partie VI)*
*Règlement de l'Office national de l'énergie sur
la signification*
*Règlement de normalisation de la comptabilité
des oléoducs*
*Règlement de normalisation de la comptabilité
des gazoducs*
Règlement sur le croisement de pipe-lines, partie I
Règlement sur le croisement de pipe-lines, partie II
*Règlement sur le recouvrement des frais de
l'Office national de l'énergie*
*Règlement sur les croisements de lignes de
transport d'électricité*
Règlement sur les pipelines terrestres
*Règlement sur les rapports relatifs aux exportations
et aux importations*
Règlement sur les renseignements relatifs aux droits

Règlements pris en vertu de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada

*Règlement sur les certificats de conformité liés à
l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*
*Règlement sur les installations pétrolières et
gazières au Canada*
*Règlement sur les opérations de plongée liées aux
activités pétrolières et gazières au Canada*
*Règlement sur les opérations sur le pétrole et le
gaz du Canada*
*Règlement sur la production et la rationalisation
de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*
*Règlement sur la responsabilité en matière
d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole
et au gaz*
*Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au
pétrole et au gaz au Canada*

Règlements pris en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale

Règlement déterminant les autorités fédérales
*Règlement sur la coordination par les autorités
fédérales des procédures et des exigences en
matière d'évaluation environnementale*
*Règlement sur les dispositions législatives et
réglementaires désignées*
Règlement sur la liste d'étude approfondie
Règlement sur la liste d'exclusion
Règlement sur la liste d'inclusion

Règles

Règles de pratique et de procédure

Directives et lignes directrices

Directives concernant les exigences de dépôt
(22 février 1995). Les Directives décrivent les
renseignements que doivent produire les
demandeurs :

- relativement au préavis public des projets
- pour obtenir un certificat relatif à un gazoduc
de plus de 40 kilomètres de longueur
- pour obtenir un certificat relatif à un oléoduc
de plus de 40 kilomètres de longueur
- pour obtenir une ordonnance, aux termes de
l'article 58, relative à un gazoduc de moins
de 40 kilomètres de longueur ou améliorer
des installations existantes
- pour obtenir une ordonnance, aux termes de
l'article 58, relative à un oléoduc de moins
de 40 kilomètres de longueur ou améliorer
des installations existantes
- sur l'environnement, les terres et les questions
socio-économiques en vue d'obtenir
l'autorisation de construire, d'exploiter ou de
cesser d'exploiter des pipelines
- dans les avis requis relativement à la déter-
mination et à l'approbation du tracé détaillé
- en vue d'obtenir une ordonnance autorisant
la mise en service d'un pipeline
- en vue d'obtenir une ordonnance établissant
les droits ou tarifs

- à inclure dans les rapports de surveillance trimestrielle que les compagnies pipelinières du groupe 1 doivent déposer
- en vue d'obtenir une ordonnance relative à l'exportation ou à l'importation de gaz

Directives concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisée le 26 août 1998)

Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (23 août 1994)

Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières (avril 1994)

Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (1^{er} décembre 1994)

Protocole sur la réglementation des sociétés du groupe 2 (6 décembre 1995)

Protocole sur la conservation des registres comptables des sociétés du Groupe 1 selon les Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs (30 novembre 1994)

Directives à l'intention des parties intéressées concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (2 avril 1997)

Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers (septembre 1996)

Directives relatives à l'hygiène et à la sécurité du travail - Pétrole et gaz (avril 1992)

Projet de simplification des demandes présentées en vertu de l'article 58 - Ordonnance XG/XO-100-94

Directives - Mise en application de la méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

Supplément II

Documents

Bulletins d'information

L'Office a publié des bulletins d'information sur les sujets suivants :

- *Procédures d'approbation du tracé d'un pipeline*
- *Le processus d'audience publique*
- *Procédure pour les requêtes sans audience*
- *Comment participer à une audience publique*
- *Les publications de l'Office*
- *Transport, droits et tarifs*
- *La bibliothèque de l'Office national de l'énergie*
- *Électricité*
- *Protection de l'environnement*
- *Droits et tarifs pipeliniers : Compendium de termes*
- *Le Bureau d'information sur les terres domaniales*
- *La sécurité pipelinrière*
- *La réglementation des pipelines : Aperçu pour les propriétaires et les locataires*

Principaux documents publiés en 1998

Installations pipelinrières

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Prolongement vers PNGTS - GH-1-97
Motifs de décision, avril 1998

Northstar Energy Corporation
Gazoduc - GH-1-98
Motifs de décision, mai 1998

Pipeline Interprovincial Inc.
Oléoduc - OH-1-98
Motifs de décision, juin 1998

AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
Gazoduc - GH-2-98
Motifs de décision, juin 1998

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Tracé détaillé - Prolongement vers
le Portland Natural Gas Transmission
System - MH-2-98
Motifs de décision, août 1998

Souris Valley Pipeline Limited
Pipeline de dioxyde de carbone - MH-1-98
Motifs de décision, octobre 1998.

Maritimes & Northeast Pipeline Management
Ltd. - Sable Offshore Energy Inc. - Audiences
sur le tracé détaillé - Projets pipeliniers menés
dans les Maritimes - MH-3-98 et MH-4-98
Motifs de décision, octobre 1998.

Alliance Pipeline Ltd.
Gazoduc - GH-3-97
Motifs de décision, novembre 1998.

TransCanada PipeLines Limited
Installations de 1999 - GH-3-98
Motifs de décision, décembre 1998.

Exportations de gaz

Exportations de gaz -
diverses compagnies - GHW-2-97
Motifs de décision, mars 1998

Renaissance Energy Ltd. et
TransCanada Gas Services
Exportations de gaz naturel - GHW-1-98
Lettres de décision, 10 juillet 1998

Exportations d'électricité

Citizens Power Sales
Permis d'exportation d'électricité - 25 juin 1998

Nova Scotia Power Inc.
Permis d'exportation d'électricité - 10 juillet 1998

British Columbia Power Exchange Corporation
Permis d'exportation d'électricité -
1^{er} octobre 1998

Régie de l'hydroélectricité du Manitoba
Permis d'exportation d'électricité -
13 novembre 1998

B.C. Hydro and Power Authority
Permis d'exportation d'électricité -
17 décembre 1998

Rapports

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Prolongement vers PNGTS
Rapport d'étude approfondie, février 1998

Évaluation des ressources en gaz naturel
non associé en Saskatchewan, octobre 1998

Estimation des volumes d'hydrocarbures dans
les découvertes du delta du Mackenzie et de la
mer de Beaufort, décembre 1998

Information

Bulletins Activités de réglementation -
janvier, avril, juillet et octobre

Office national de l'énergie,
Rapport annuel de 1997, avril 1998

Office national de l'énergie -
Rapport annuel déposé aux termes de la
Loi sur l'accès à l'information et de la
Loi sur la protection des renseignements personnels,
1^{er} avril 1997 - 31 mars 1998

Supplément III

Instances

Demandeurs	Demandes	Décisions
<p><i>Richard Leroux et 417 Auto Wreckers Limited c. TransCanada PipeLines Limited</i> (Demande datée du 22 janvier 1996)</p>	<p>Une demande visant à obtenir l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office datée du 22 décembre 1995 et la révision judiciaire de cette dernière a été déposée au début de 1996. Dans la décision en question, l'Office avait jugé que le demandeur n'avait pas fait la preuve que ses activités d'exploitation de carrières et les agrégats extraits répondaient à la définition de «gisements» au sens de l'article 81 de la <i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>.</p> <p><u>Cour d'appel fédérale</u> Le 6 mai 1996, la Cour a accordé l'autorisation d'interjeter appel mais uniquement sur un point de droit concernant l'interprétation de l'article 81 de la Loi sur l'ONÉ. La Cour a ordonné que la demande de révision judiciaire soit rayée.</p> <p><u>Cour suprême du Canada</u> L'appelant a ensuite demandé une prolongation de délai afin de déposer devant la Cour suprême du Canada une demande d'autorisation d'interjeter appel de ce jugement. La Cour a fait droit à la demande, mais aucune demande d'autorisation d'interjeter appel n'a été déposée par la suite.</p>	<p>Le 27 mai 1998, la Cour d'appel fédérale a rejeté l'appel, confirmant ainsi la décision de l'Office.</p>
<p><i>Rocky Mountain Ecosystem Coalition (RMEC)</i> (Demande datée du 17 septembre 1998)</p>	<p><u>Office national de l'énergie</u> La RMEC a déposé une requête en révision auprès de l'Office pour lui demander de réexaminer toutes les décisions qu'il avait rendues en sa qualité d'autorité responsable aux termes de la <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i> relativement à l'établissement de la portée de l'évaluation environnementale visant le projet de pipeline d'Alliance.</p>	<p>Le 1^{er} octobre 1998, l'Office a rejeté la requête en révision.</p>
<p><i>Union Gas Limited (Union)</i> (Demande datée du 4 mai 1998)</p> <p><i>Union Gas Limited c. Office national de l'énergie</i> (Demande datée du 5 mai 1998)</p>	<p><u>Office national de l'énergie</u> Union a déposé une requête en révision auprès de l'Office pour demander qu'il déclare susceptible de révision la décision GH-1-97 concernant la méthode de conception des droits adoptée par Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) à l'égard du prolongement vers PNGTS, et fournisse des motifs additionnels à l'appui de sa décision finale.</p> <p><u>Cour d'appel fédérale</u> Une demande de révision judiciaire a été déposée auprès de la Cour d'appel fédérale pour qu'elle rende une ordonnance de mandamus visant à obliger l'Office à fournir des motifs additionnels à l'appui de sa décision GH-1-97 concernant la méthode de conception des droits adoptée par Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) à l'égard du prolongement vers PNGTS.</p>	<p>Le 19 juin 1998, l'Office a rejeté la requête en révision visant sa décision GH-1-97.</p> <p>La Cour n'avait pas encore entendu la cause à la fin de 1998. Le 25 janvier 1999, Union Gas Limited a abandonné complètement la procédure sans dépens.</p>

Demandeurs	Demandes	Décisions
<p><i>The Industrial Cape Breton Community Alliance Group on the Sable Gas Project c. Sable Offshore Energy Project et autres</i> (Demande datée du 25 novembre 1997)</p> <p><i>The Industrial Cape Breton Community Alliance Group on the Sable Gas Project c. Sable Offshore Energy Project et autres</i> (Demande datée du 11 février 1998)</p>	<p>Une demande de révision judiciaire a été déposée auprès de la Cour fédérale (Division de première instance et Cour d'appel) relativement au projet énergétique extracôtier de l'Île de Sable et du rapport du Commissaire de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers.</p> <p>Le 12 février 1998, la Cour d'appel a rendu une ordonnance visant à transférer tout le dossier à la Division de première instance.</p> <p><u>Division de première instance de la Cour fédérale du Canada</u> Le 13 janvier 1998, la Division de première instance de la Cour fédérale du Canada a entendu une motion de la Cape Breton Alliance visant à ajouter le gouverneur en conseil, les ministres fédéral et néo-écossais de l'Environnement, l'ONÉ et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au nombre des intimés dans la révision judiciaire. Cette motion a été rejetée le 21 septembre 1998.</p> <p>Le 3 juillet 1998, la Division de première instance a fixé le 3 mai 1999 comme date d'audition de la demande de révision judiciaire.</p> <p><u>Cour suprême de la Nouvelle-Écosse</u> Une demande de révision judiciaire du rapport de la Commission d'examen public conjoint a été déposée le 11 février 1998.</p> <p>Le 6 juillet 1998, la Cour a rendu une ordonnance visant à remettre indéfiniment la cause avec le consentement de toutes les parties.</p>	<p>La cause n'avait pas encore été entendue par la Cour à la fin de 1998.</p> <p>La cause n'avait pas encore été entendue par la Cour à la fin de 1998.</p>
<p><i>Ministère de l'Énergie de l'Alberta c. Northstar Energy Corporation Ltd.</i> (Demande datée du 25 mai 1998)</p>	<p><u>Cour d'appel fédérale</u> Le MÉA a déposé en 1998 une demande pour obtenir l'autorisation d'interjeter appel d'un jugement de l'Office sur une question de compétence et d'une décision finale subséquente dans laquelle l'Office a autorisé Northstar Energy Corporation à construire et à exploiter un pipeline extraprovincial. La demande invoquait comme motif que l'Office n'était pas compétent pour autoriser un pipeline qui s'étend très légèrement au delà des limites de la province de l'Alberta.</p>	<p>La Cour fédérale a accordé au demandeur l'autorisation d'interjeter appel et a accordé un sursis à l'exécution de la décision GH-1-98 de l'Office. La province de l'Alberta a par la suite déposé un appel, lequel n'avait pas encore été entendu à la fin de 1998.</p>
<p><i>Tatham Offshore Inc.</i> (Demande datée du 9 janvier 1998)</p>	<p><u>Office national de l'énergie</u> Une requête en révision/accompagnée d'une demande de modification, a été déposée en 1998 à l'égard de la décision rendue par l'Office dans l'instance GH-6-96, du certificat GC-94 délivré à Sable Offshore Energy Project (SOEP) et du certificat GC-95 délivré à Maritimes & Northeast Pipeline Project (M&NPP).</p>	<p>L'Office a rejeté la requête le 27 janvier 1998.</p>

Demandeurs	Demandes	Décisions
<p><i>Express Pipeline Ltd. (Express)</i> (Demande datée du 19 janvier 1998)</p>	<p><u>Office national de l'énergie</u> Une demande en vue d'une révision ou de l'examen d'une plainte aux fins du règlement d'un différend aux à de la politique du Conseil du Trésor intitulée «Politique sur le recouvrement des coûts et la tarification» été déposée relativement termes la décision du 6 février 1997 de l'Office visant à inclure Express dans la partie 1 de l'annexe 1 du <i>Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie (RRF)</i>.</p>	<p>Le 17 février 1998, l'Office a établi qu'Express avait soulevé un doute raisonnable au sujet du bien-fondé de sa décision du 6 février 1997 visant à modifier le RRF. L'Office a déclaré cette décision susceptible de révision et a demandé qu'elle soit réexaminée pour déterminer l'à-propos de la modifier ou de l'annuler, et la ou les méthode(s) à suivre pour mettre en oeuvre la décision résultante.</p> <p>Au terme de l'examen, l'Office a déterminé que la décision rendue à l'origine était correcte et a rendu une décision pour confirmer cette dernière.</p>
<p><i>BC Gas Utility Ltd. c. Office national de l'énergie et autres</i></p>	<p><u>Cour suprême du Canada</u> BC Gas Utility Ltd. a appelé d'un jugement antérieur de la Cour d'appel fédérale qui avait annulé la décision d'un comité d'audience de l'ONÉ (avec opinion dissidente de M. R. Illing) qui consistait à rejeter une demande visant des installations présentée par Westcoast Energy Inc. L'Office avait statué que les installations en question étaient de ressort provincial.</p>	<p>La Cour suprême du Canada a rejeté l'appel de BC Gas Utility Ltd. en mars 1998, confirmant ainsi l'annulation par la Cour d'appel fédérale de la décision antérieure de l'ONÉ.</p>
<p><i>Canadian Hunter Exploration Ltd. c. Office national de l'énergie et autres</i> (Demande datée du 22 août 1996)</p>	<p><u>Cour d'appel fédérale</u> Le 22 août 1996, Canadian Hunter Exploration Ltd. a logé une demande d'autorisation d'interjeter appel en vue de contester une décision de l'Office qui avait accordé une exemption en vertu de l'article 58 relativement à la construction et à l'exploitation d'un pipeline extraprovincial et statué que les installations en amont qui relevaient antérieurement de la province étaient désormais du ressort de l'Office.</p>	<p>L'autorisation d'interjeter appel a été accordée le 6 novembre 1996 et un appel a été déposé par la suite. Les provinces de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont déposé des interventions. La Cour n'avait pas encore entendu la cause à la fin de 1998.</p>
<p><i>Union of Nova Scotia Indians et autres c. Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd et autres</i> (Demande datée du 16 novembre 1998)</p>	<p><u>Cour d'appel fédérale</u> Les demandeurs ont déposé une demande de révision judiciaire à l'égard d'une décision de l'ONÉ selon laquelle Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. avait satisfait à une condition de son certificat d'utilité publique en ce qui concerne les rôles et responsabilités en matière de collaboration avec les Autochtones.</p> <p>Le 19 novembre 1998, les demandeurs ont déposé une motion en vue de la prise d'une ordonnance visant à assimiler la demande de révision judiciaire à une demande d'autorisation d'interjeter appel.</p>	<p>La cause n'avait pas encore été entendue par la Cour à la fin de 1998.</p>

Supplément IV

Compagnies relevant de la compétence de l'Office

Ci-dessous se trouve la liste des compagnies pipelinières et des services d'électricité, relevant de la compétence de l'Office, qui possèdent et (ou) exploitent des pipelines ou des lignes de transport d'électricité interprovinciaux ou internationaux. Les compagnies pipelinières sont réparties en deux groupes. Le groupe 1 comprend les grandes compagnies pipelinières, qui font l'objet d'une surveillance active de la part de l'Office. Les autres compagnies relevant de la compétence de l'Office sont appelées compagnies du groupe 2.

On distingue trois catégories de compagnies au fins du recouvrement des frais : les compagnies de grande importance, les compagnies de moyenne importance et les compagnies de faible importance. Le classement des compagnies est basé sur la taille, le débit et le coût du service.

Groupe 1 - Gaz

ANG Pipeline
Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
Westcoast Energy Inc.

Groupe 1 Pétrole et produits pétroliers

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Inc.
(au paravant Pipeline Interprovincial Ltd.)
Enbridge Pipelines (NW) Inc. (au paravant Interprovincial Pipe Line (NW) Ltd.)
Express Pipeline Ltd.
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
Trans-Northern Pipelines Inc.

Groupe 2 Gaz

AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
Bellator Exploration Inc.
Blue Range Resource Corporation
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian-Montana Pipe Line Company
Canadian Natural Resources Ltd.
Canor Energy Ltd.
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipe Line Corporation Limited
Chauvco Resources Ltd
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
Consumers' Gas (Canada) Limited
Cube Energy Corp.
ELAN Energy Inc.
Fletcher Challenge Energy Canada Inc.
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
Interenergy Sheffield Processing Company (Canada) Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Ltd.
Mobil Oil Canada Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
(gazoducs et oléoducs)
Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
Novacorp International Pipelines
Novagas Canada Pipelines Ltd. (au paravant Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd.)
Olympia Energy Inc.
Peace River Transmission Company Limited
Penn West Petroleum Ltd.
Petrorep Resources Ltd.
Poco Petroleum Ltd.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Quest Oil and Gas Ltd.
Remington Energy Ltd.
Renaissance Energy Ltd. (gazoducs et oléoducs)

Revenu Canada, Douanes et Accise
Rigel Oil and Gas Ltd.
SCL Québec Pipeline Inc.
St. Clair Pipelines Ltd.
Stampeder Exploration Ltd.
Talisman Energy Inc
Tidal Inc.
Union Gas Limited
Wascana Energy Inc.
167496 Canada Ltd.
177293 Canada Ltd.
661151 Alberta Ltd.

Groupe 2 Pétrole et produits

Aurora Pipe Line Company
Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée
Dome Kerrobert Pipeline Ltd. et Pan Canadian
Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd. et Compagnie
des pétroles Amoco Canada Ltée
Enbridge Pipelines (Westpur) Inc.
au paravant Westpur Pipe Line
Company Inc.)
Ethane Shippers Joint Venture
Federated Pipe Lines (Northern) Ltd.
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Husky Oil Operations Ltd.
ISH Energy Ltd.
Joint Ventures of the Bi-Provincial Upgrader
Les Pipe-Lines Montréal Limitée
Manito Pipelines Ltd.
Nevis Ltd.
Northwest Transmission Company Limited
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.
Petroleum Transmission Company
Pétrolière impériale Ressources Limitée
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.
PrimeWest Energy Inc.
Rigel Oil and Gas Ltd.
SCL Pipeline Inc.
Sun-Canadian Pipe Line Company Limited
Wascana Pipe Line Ltd.

Productoducs

E. B. Eddy Forest Products Ltd.
Fraser Inc.
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Souris Valley Pipeline Limited
Stone Consolidated Corporation

Services d'électricité et autres compagnies

Alberta Power Limited et
CU International Limited
Aquila Canada Corp.
British Columbia Hydro and Power Authority
et British Columbia Power Exchange
Canadian Niagara Power Company
The Canadian Transit Company
Chandler Energy Inc.
Citizens Power Sales
Cominco Ltd.
Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick
Destec Power Services Inc.
Detroit and Canada Tunnel Corporation
Edmonton Power Authority
Engage Energy Canada, L.P.
Enron Capital and Trade Resources
Canada Corporation
Fermes (y compris bungalows et charges isolées)
Fraser Inc.
Hydro-Québec
Inland Pacific Energy Services Ltd.
Lac La Croix Power Authority
James Maclaren Inc.
Maine and New Brunswick Power
James R. McMurrich
Montwegan International Resource Inc.
Nova Scotia Power Inc.
Ontario Hydro
Régie de l'hydroélectricité du Manitoba
Roseau Electric Cooperative Inc.
Saskatchewan Power Corporation
Sonat Power Marketing Inc. and
Sonat Power Marketing L.P.
St. Clair Tunnel Corp.
Stone-Consolidated Corporation
Tractebel Energy Marketing Inc.
TransAlta Utilities Corporation
TransCanada Northridge Power Ltd.
Utility-Trade Corp.
West Kootenay Power Ltd.

Supplement V

Coopération avec d'autres organismes

Lorsque c'est possible, l'Office coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services plus efficaces. De plus, l'Office aide d'autres pays qui veulent profiter de sa longue expérience et de ses réussites comme organisme de réglementation de premier plan.

Administration du pipe-line du Nord (APN)

L'Office assure une aide technique et administrative à l'APN, qui assume la responsabilité première, en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de surveiller la planification et la construction du tronçon canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, projet réalisé par Foothills Pipe Lines Ltd. Le président de l'Office, M. Kenneth Vollman, agit en qualité de directeur et de fonctionnaire désigné de cet organisme.

Agence canadienne d'évaluation environnementale

Au cours de l'année, l'Office a collaboré avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale à l'élaboration d'une nouvelle démarche qui réduira l'incertitude entourant le processus de réglementation dans le cas des projets qui doivent faire l'objet d'un rapport d'étude approfondie. Deux essais pilotes ont été lancés pour éprouver la nouvelle démarche et d'autres consultations publiques auront lieu durant l'année à venir.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB)

L'Office a signé un protocole d'entente avec l'EUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Le protocole décrit l'aide mutuelle qui peut être offerte en cas d'accident pipelinier en Alberta et prévoit l'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes.

En 1998, l'Office a maintenu sa participation dans un groupe de travail sur les pipelines créé avec l'EUB en vue d'élaborer des exigences uniformes et compatibles en matière de réglementation. Cette démarche devrait leur permettre de mieux utiliser leurs ressources et de réduire le fardeau de la réglementation pour l'industrie pipelinère et le public.

L'Office et l'EUB ont élaboré une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Bureau de la sécurité des transports du Canada (BSTC)

L'Office national de l'énergie assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés aux pipelines, il oeuvre de concert avec le Bureau de la sécurité des transports du Canada. Les rôles et attributions de chaque organisme sont décrits dans un protocole d'entente.

Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO)

L'Office poursuit les travaux relatifs au Système de dépôt électronique des demandes relatives à la réglementation (SDÉDR) en collaboration avec la CÉO et une vingtaine d'autres participants importants dans le domaine de la réglementation. Le projet SDÉDR débouchera sur la création d'un système électronique entièrement fonctionnel permettant la création, l'échange, l'utilisation et la réutilisation de l'information de réglementation. La coopération avec la CÉO garantira son utilisation dans les deux administrations.

Développement des ressources humaines Canada (DRHC)

L'Office a signé un protocole d'entente avec DRHC aux fins de l'application du *Code canadien de travail* dans le cas des activités et installations du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la Loi sur les OPC et de la Loi sur l'ONÉ.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MÉM)

L'Office et le MÉM ont élaboré une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan (MÉM)

L'Office et le MÉM ont travaillé de concert sur des questions liées aux ressources, mais aucune entente officielle n'a encore été signée.

Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon (MEÉ)

L'Office continue de travailler avec les représentants du Yukon afin de faciliter le transfert des responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au MEÉ.

Nouvelle-Écosse et Terre-Neuve

L'Office a signé un protocole d'entente avec Ressources naturelles Canada dans lequel il s'engage à fournir des conseils et de l'aide à RNCan et aux provinces de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse dans la rédaction des versions fédérale et provinciales de règlements qui portent sur les zones extracôtières assujetties à des accords de cogestion des ressources.

Ressources naturelles Canada (RNCan)

L'Office a signé un protocole d'entente avec RNCan afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente porte sur des points comme la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les études spéciales.

Collaboration avec d'autres pays

Au cours de 1998, l'Office a collaboré avec plusieurs pays étrangers en leur fournissant des renseignements sur son rôle d'organisme de réglementation et sur d'autres questions relatives à l'énergie. Des consultations ont eu lieu avec des représentants de la U.S. Federal Energy Regulatory Commission et de la Comisión Reguladora de Energía du Mexique, ainsi qu'avec des dignitaires en visite des pays suivants : Australie, Chine, Colombie, Angleterre, Japon, Pérou et Russie.

L'Office a également participé à un séminaire de la Banque mondiale portant sur la réglementation ainsi qu'au Forum des organismes de réglementation en matière d'énergie tenu dans le cadre du Programme de coopération économique Asie-Pacifique, qui regroupe 18 pays de la région du Pacifique désireux de resserrer leurs liens économiques.

Supplément VI

Liste des annexes

Les rapports statistiques suivants ont été publiés séparément à titre d'Annexes au rapport annuel. On peut en consulter la version électronique sur le site Web de l'Office ou se procurer un exemplaire de la version imprimée auprès du Bureau des publications.

Annexe A

- A1 Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
- A2 Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume - décembre 1997
- A3 Offre et utilisation de gaz naturel
- A4 Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable - décembre 1997
- A5 Offre et utilisation de liquides de gaz naturel
- A6 Travaux géophysiques
- A7 Dépenses d'exploration et de mise en valeur
- A8 Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada
- A9 Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières
- A10 Production et utilisation d'électricité

Annexe B

- B1 Certificats délivrés en 1998 pour la construction de nouvelles installations d'oléoduc de plus de 40 kilomètres de longueur
- B2 Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- B3 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1997 et 1998
- B4 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens, 1994-1998
- B5 Exportations de produits pétroliers par mois - 1998
- B6 Exportations de produits pétroliers par compagnie - 1997 et 1998

Annexe C

- C1 Certificats délivrés en 1998 pour la construction de nouvelles installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur

- C2 Ordonnances délivrées en 1998 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- C3 Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 1998
- C4 Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 1998
- C5 Exportations de gaz naturel par point d'exportation, 1994-1998
- C6 Exportations totales nettes de propane et de butanes, 1997 et 1998

Annexe D

- D1 Certificats délivrés en 1998 pour la construction d'un productoduc de plus de 40 kilomètres de longueur.

Annexe E

- E1 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs
- E2 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service
- E3 Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1

Annexe F

- F1 Certificats et permis délivrés en 1998 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité
- F2 Ordonnances modificatrices délivrées en 1998 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité
- F3 Licences délivrées en 1998 relativement à l'exportation d'électricité
- F4 Permis et ordonnances délivrés en 1998 relativement à l'exportation d'électricité
- F5 Exportations d'électricité en 1998
- F6 Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis (par province)
- F7 Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada (par région ou État américain)

Annexe VI

Table de conversion au système métrique

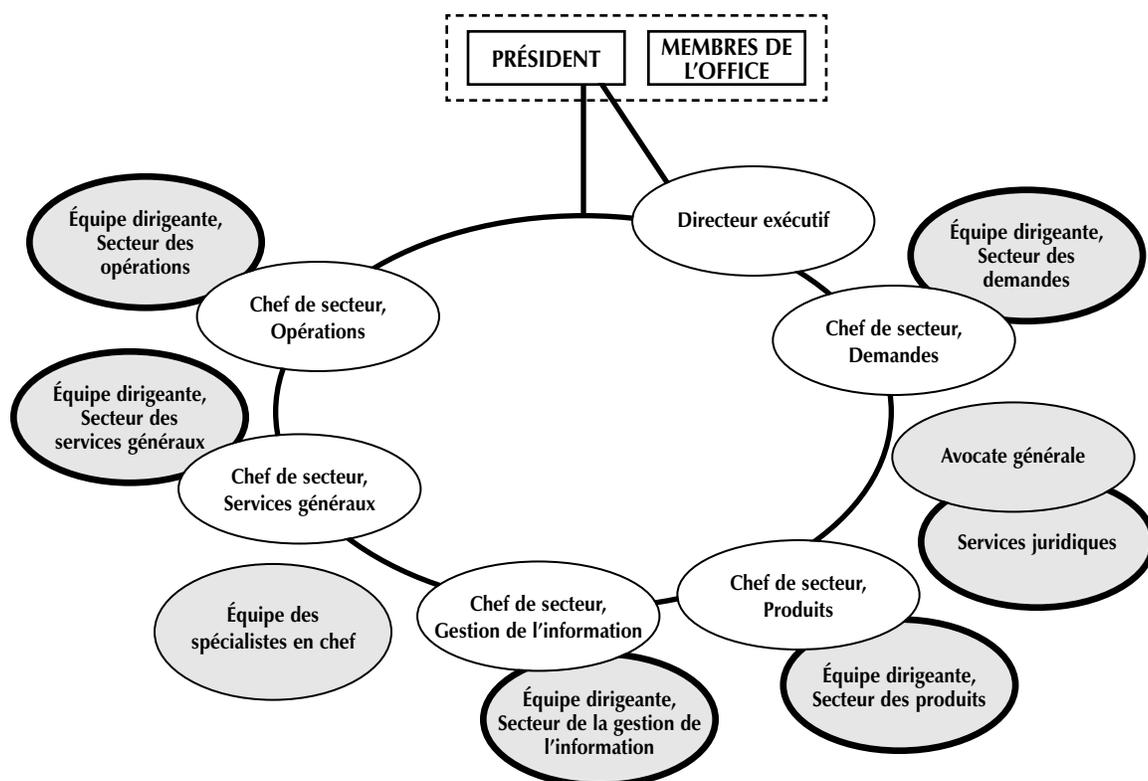
L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Les unités d'énergie les plus souvent utilisées dans le rapport sont le gigajoule et le pétajoule. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 pied cube de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10^9 joules
pétajoule	=	10^{15} joules
gigawattheure	=	10^6 kilowattheures
térawattheure	=	10^9 kilowattheures

Structure de l'ONÉ



Haute direction de l'office

Gaétan Caron	directeur exécutif	Sylvia Farrant	chef de secteur, Services généraux
Judith Hanebury	avocate générale	Michel Mantha	secrétaire de l'Office
Brenda Kenny	chef de secteur, Demandes	Glenn Booth	économiste en chef
Terrance Rochefort	chef de secteur, Produits	Bonnie Gray	spécialiste de l'environnement en chef
John McCarthy	chef de secteur, Opérations	Frank Gareau	ingénieur en chef
Scott Richardson	chef de secteur, Gestion de l'information		

Attributions des secteurs

Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer toutes les demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ. La plupart de celles-ci tombent sous le coup des parties III, IV et VI de la Loi sur l'ONÉ, lesquelles visent les installations, les droits et les exportations. Le personnel du Secteur des demandes est aussi chargé de la surveillance et de la vérification financières des pipelines réglementés par l'ONÉ.

Produits

Le Secteur des produits est chargé d'appuyer l'Office dans l'accomplissement de son mandat en assurant la surveillance de l'industrie et des marchés de l'énergie. Il doit également mettre à jour les lignes directrices et les règlements concernant les exportations d'énergie, conformément au mandat que lui confère la partie VI de la Loi sur l'ONÉ. Enfin, il lui incombe, de traiter les demandes relatives aux exportations à court terme de gaz, de pétrole et de LGN, et aux importations de gaz naturel, ainsi que d'examiner les demandes concernant les exportations d'électricité et les lignes internationales de transport d'électricité.

Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la Loi sur l'ONÉ, la Loi sur les OPC et la LFH. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les accidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer l'exploitation des ressources en hydrocarbures sur les terres domaniales non régies par des accords. Il lui incombe, enfin, d'élaborer des règlements et des lignes directrices dans tous les domaines susmentionnés.

Gestion de l'information

Le Secteur de la gestion de l'information est chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre une stratégie de gestion de l'information qui rehausse la capacité de l'ONÉ de fournir aux intervenants externes les renseignements dont ils ont besoin.

Services généraux

Le Secteur des services généraux est chargé de fournir les services nécessaires pour appuyer l'ONÉ dans la gestion de ses ressources humaines, matérielles et financières.

Membres de l'office

- | | |
|--------------------------------------|-------------------|
| 1. Kenneth W. Vollman ^(a) | président |
| 2. Anita Côté-Verhaaf | membre |
| 3. Judith Snider | membre |
| 4. Rowland J. Harrison | membre |
| 5. Diana Valiela | membre |
| 6. John S. Bulger ^(b) | membre |
| 7. Robert Fournier | membre temporaire |
| 8. Cecil Mervin Ozirny | membre temporaire |
| 9. Gaétan Caron | membre temporaire |
| 10. Guy Delisle ^(c) | membre temporaire |
| 11. Paul Trudel ^(c) | membre temporaire |

a) Le 15 juillet, Kenneth Vollman a été nommé président de l'Office.

b) Le 8 octobre, le John S. Bulger a été nommé membre de l'Office pour une période de sept ans.

c) Le 15 juillet, Guy Delisle et Paul Trudel ont été nommés membres temporaires de l'Office pour une période de 60 jours.

