



Activités de réglementation

Ce bulletin des *Activités de réglementation* couvre le mois d'août 2000

Demandes liées à une audience publique

Décision rendue

1. *AEC Suffield Gas Pipeline Inc. (AEC Suffield) - Construction de gazoduc - GH-2-2000 (Dossier 3200-A163-2)*

Motifs de décision diffusés le 22 août.

L'Office a approuvé une demande de AEC Suffield en vue de construire un gazoduc reliant le sud-est de l'Alberta au sud-ouest de la Saskatchewan, qui sera désigné le «gazoduc North Suffield».

AEC Suffield construira environ 97 kilomètres (60 milles) de 406,4 millimètres (16 pouces) de gazoduc et les installations de commande connexes. Le gazoduc débutera du côté ouest du bloc d'entraînement militaire Suffield, suivra la limite nord du bloc d'entraînement, puis s'étendrait vers l'est pour rejoindre une station de comptage existante d'AEC Suffield, qui est raccordée au réseau de TransCanada PipeLines Limited, près de Burstall, en Saskatchewan.

Le gazoduc aura une capacité prévue d'environ 5,35 millions de mètres cubes (190 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour. La compagnie évalue le coût du projet à 22,3 millions \$ et prévoit mettre le gazoduc en service le 1^{er} novembre 2000.

La décision de l'Office fait suite à une audience publique tenue à Calgary, en Alberta les 26, 27 et 29 juin.

Décision en instance

1. *Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., au nom de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership (M&NP) - Droits (Dossier 4200-M124-1)*

L'Office a tenu une audience publique du 26 juin au 7 juillet à Halifax, en Nouvelle-Écosse, à l'égard d'une demande de M&NP en vue de l'approbation des droits définitifs qui seront exigés pour le transport de gaz naturel sur son réseau pendant la période comprise entre le 1^{er} décembre 1999 et le 30 septembre 2000.

Dans ce numéro

Préface

Le Bulletin signale les activités de l'Office. Sauf mention expresse, la compétence de l'Office s'étend aux points énumérés dans le présent numéro, en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C. 1985, ch. N-7, dans sa version modifiée.

*Notre but global est de promouvoir
la sécurité, la protection de
l'environnement et l'efficacité
économique*

Demandes liées à une audience publique	1
Demandes non liées à une audience publique	3
Appels	7
Modifications aux règlements	8
Questions administratives	10
Annex 1 - Demandes présentées en vertu de l'article 58	11
Profil	12

Audience prévue

1. *Trans Northern Pipelines Inc. (TNPI) - Latéral de Don Valley (Dossiers 4774-R33 et 4775-T002)*

L'Office tiendra une audience publique à partir de mardi, le 24 octobre (dont le lieu sera annoncé ultérieurement) pour examiner une demande de TNPI qui souhaite suspendre les services sur son latéral Don Valley, situé dans la région de Toronto, à compter du 1^{er} janvier 2001. TNPI prétend que le latéral Don Valley n'est pas rentable, qu'il est devenu un fardeau financier pour les expéditeurs et que les volumes expédiés sur la canalisation ont diminué au point que les coûts d'exploitation dépassent largement les recettes.

Le 28 juillet, Roy-L Canadian Fuels Co. Ltd., un expéditeur qui utilise le latéral Don Valley, a demandé à l'Office de rendre une ordonnance ou une directive pour empêcher TNPI de suspendre les services sur le latéral.

Le latéral Don Valley est une canalisation de 19 kilomètres (12 milles) de longueur et 273 millimètres (10 pouces) qui sert au transport de produits pétroliers. Il s'étend de la canalisation principale de TNPI, à la jonction Cummer, située à l'ouest de la rue Leslie et au nord de l'avenue Finch, dans la ville de Toronto, jusqu'à la station de comptage Toronto sud de TNPI, située au 9 Don Valley Parkway, dans la ville de Toronto. Une conduite d'expéditeur de 635 mètres relie la station de comptage Toronto sud à une vanne de sectionnement située à l'intersection des rues Commissioners et Saulter, à Toronto.

Audience ajournée

1. *St. Clair Pipelines (1996) Ltd. (St. Clair) - TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Projets pipeliniers en Ontario - Projet de gazoduc Millennium - GH-1-2000 (Dossiers 3200-S119-1 et 3200-T001-15)*

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique *Demandes d'audiences, Audience ajournée* dans le bulletin *Activités de réglementation* en date du mois de juin 2000.

Report d'audiences

1. *M. Robert A. Milne, 3336101 Ontario Limited, président du conseil d'administration, représentant Milne Crushing & Screening - MH-1-97*

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique *Demandes d'audiences, Report d'audiences* dans le Numéro 62 du document *Activités de réglementation* en date du 1^{er} octobre 1997.

2. *Crowsnest Pipeline Project - Construction d'un gazoduc*

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 1 sous la rubrique *Demandes d'audiences, Demande d'audience* reportée dans le Numéro 63 du document *Activités de réglementation* en date du 1^{er} janvier 1998.

Demande d'audience déposée

1. *Sumas Energy 2, Inc. (Sumas) - Ligne internationale de transport (Dossier 2200-S042-1)*

Le 7 juillet 1999, Sumas a demandé l'autorisation de construire une ligne internationale de transport d'électricité qui débutera aux États-Unis et franchira la frontière canado-américaine près d'Abbotsford, en Colombie-Britannique. À partir de la frontière, elle s'étendra vers le nord sur environ 8,5 kilomètres (5,3 milles), le long des emprises établies de Canadien Pacifique Limitée, de la Ville d'Abbotsford et de la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro), jusqu'à la sous-station Clayburn de BC Hydro, située à Abbotsford. La ligne sera exploitée à une tension de 230 000 volts.

L'installation projetée permettra à Sumas de transmettre de l'électricité, en passant par la sous-station Clayburn, de la frontière canado-américaine au réseau principal de transport d'électricité qui dessert la Colombie-Britannique, l'Alberta et onze États de l'Ouest des États-Unis.

Demande d'audience proposée

1. *Georgia Strait Crossing Pipeline Limited - Mémoire préliminaire visant le projet de pipeline de franchissement du Détroit de Georgia (Dossier 3200-G049-1)*

Le 7 mars, Georgia Strait Crossing Pipeline Limited a déposé un mémoire préliminaire

concernant la détermination de la portée de l'évaluation environnementale d'un projet consistant en la construction et l'exploitation d'un pipeline pour le transport du gaz naturel jusqu'à l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique. La compagnie prévoit déposer une demande auprès de l'Office à l'automne 2000. Il s'agit d'un projet conjoint de British Columbia Hydro and Power Authority et de Williams Gas Pipeline Company, collectivement appelées Georgia Strait Crossing Pipeline Limited.

En mai, l'Office, Pêches et Océans Canada et l'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique ont signé un protocole d'entente prévoyant la marche à suivre pour procéder à l'évaluation environnementale du projet de pipeline de franchissement du détroit de Georgia. L'évaluation environnementale sera coordonnée de manière à répondre aux exigences fédérales imposées par la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* ainsi qu'aux exigences environnementales associées à l'octroi de permis par la province de la Colombie-Britannique.

Le 16 juin, l'Office a invité le public à lui faire part de ses commentaires sur l'ébauche de la portée de l'évaluation environnementale qui doit être menée aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* à l'égard du projet de franchissement du détroit de Georgia. Les parties intéressées devaient transmettre leurs commentaires par écrit au plus tard le 28 août.

En juin, juillet et août, du personnel de l'Office ont tenu des assemblées publiques à plusieurs endroits sur l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique à l'intention des personnes désireuses de se renseigner sur le processus d'évaluation environnementale et l'examen réglementaire auxquels serait soumise la demande de Georgia Strait Crossing Pipeline Limited.

Le pipeline proposé assurerait le transport du gaz naturel à partir de Sumas, dans l'État de Washington, traversant l'État de Washington puis le fond océanique du détroit de Georgia pour aboutir à l'un des nombreux points d'arrivée à terre potentiels situés entre la baie Mill et la baie Cowichan dans l'île de Vancouver.

Le tronçon canadien du projet commencerait à un point de la frontière internationale situé à Boundary Pass, dans le détroit de Georgia, et rejoindrait le réseau existant de Centra Gas British Columbia, à un point situé au sud de Duncan, en Colombie-Britannique. Le tronçon canadien s'étendrait sur à peu près

50 kilomètres (31 milles), étant constitué d'environ 37 kilomètres (23 milles) de canalisations sous-marines et 13 kilomètres (huit milles) de canalisations terrestres. Le pipeline, d'un diamètre extérieur de 406,4 millimètres (16 pouces), pourrait transporter 2,832 millions de mètres cubes (100 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour. Le coût estimatif du tronçon canadien est de 57 millions \$ et la date prévue de mise en service est novembre 2002.

Demandes non liées à une audience publique

Questions relatives à l'électricité

Questions réglées

1. Candela Energy Corporation (CEC) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-C164-1)

Le 31 août, l'Office a approuvé une demande datée du 29 juin de CEC pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts et 8 760 gigawattheures de puissance et d'énergie garanties ou interruptibles par année pour une période de dix ans (permis EPE-165 et EPE-166).

2. Idaho Power Company (IPC) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-J202-1)

Le 31 août, l'Office a approuvé une demande datée du 21 juin de IPC pour exporter jusqu'à 100 mégawatts et 876 gigawattheures combinés de puissance et d'énergie garanties et interruptibles par année pour une période de cinq ans (permis EPE-163 et EPE-164).

Question à l'étude

1. TransAlta Energy Marketing Corp (TEM) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-T90-1)

Le 19 mai, TEM a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts de puissance garantie ou interruptible et

8 760 gigawattheures d'énergie garantie ou interruptible pour une période de dix ans. TEM exporte déjà de la puissance et de l'énergie aux termes de deux permis qui expirent cette année.

Questions relatives au gaz naturel

Question réglée

1. *Anadarko Canada Corporation (Anadarko) - Licences d'exportation de gaz naturel GL-116 et GL-143 (Dossiers 7200-A070-1-2 et 7200-A070-2-2)*

Le 17 août, l'Office a approuvé une demande datée du 26 juillet d'Anadarko pour modifier les licences d'exportation de gaz naturel GL-116 et GL-143 afin de changer le nom du détenteur des licences, soit Norcen Energy Resources Limited, pour Anadarko.

En 1998, Union Pacific Resources Group Inc. (Union) a acheté Norcen par l'intermédiaire de sa filiale canadienne, Union Pacific Resources Inc. Cette année, Union a fusionné avec Anadarko, ce qui a entraîné le changement du nom de la filiale canadienne pour Anadarko.

Question à l'étude

2. *Engage Energy Canada, L.P. (Engage) - Transfert de plusieurs licences d'exportation de gaz*

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 4 sous la rubrique *Autres demandes, Questions relatives au gaz naturel* dans le Numéro 70 du document *Activités de réglementation* en date du 1^{er} octobre 1999.

Questions relatives aux pipelines

Questions réglées

1. *Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - Latéral Point Tupper - Autorisation de mise en service (Dossiers 3200-M124-4-1)*

Le 10 août, l'Office a approuvé une demande de M&NP en vue d'obtenir l'autorisation de mettre en service la canalisation latérale Point Tupper. L'Office a décidé d'accorder l'autorisation de mise en service à la condition que le pipeline

soit exploité à une pression de service maximale de 4 710 kilopascals, soit 30 % de sa limite d'élasticité minimale du matériel. Pour parvenir à cette décision, l'Office a examiné la demande, les renseignements complémentaires fournis par la compagnie ainsi que les mémoires des parties intéressées.

En décembre 1999, M&NP a demandé l'autorisation de mettre en service le latéral Point Tupper. Dans le cadre de sa demande, la compagnie a déposé un rapport intitulé *Technical Report - Point Tupper Lateral Pipeline Integrity Engineering Assessment* (évaluation technique de l'intégrité de la canalisation latérale Point Tupper). L'Office estimait que, telle que présentée dans le rapport, la question de l'intégrité et de la sécurité du latéral Point Tupper laissait planer un doute considérable. Le 29 février, l'Office a avisé M&NP qu'il n'était pas convaincu que l'information déposée par la compagnie prouvait que le latéral Point Tupper peut être mis en service en toute sécurité en vue du transport de gaz naturel et qu'avant d'examiner davantage la demande de mise en service, il s'attendait à ce que M&NP fasse la preuve que l'intégrité et la sécurité du pipeline sont équivalentes à ce que l'Office attend normalement d'un nouveau pipeline destiné au transport de gaz naturel. Le 17 avril, M&NP et Sable Offshore Energy Inc. (SOEI) ont déposé un plan technique, modifié le 23 juin, pour répondre aux préoccupations de l'Office au sujet de l'intégrité et de la sécurité du latéral Point Tupper.

Le latéral Point Tupper, approuvé par l'Office en janvier 1999, est constitué d'environ 55 kilomètres (34,2 milles) de canalisations de 219,1 millimètres (8 pouces) de diamètre, qui s'étend d'un point près de Goldboro, comté de Guysborough, en Nouvelle-Écosse, jusqu'au point de livraison du gaz à l'usine de fractionnement de SOEI, située à Point Tupper. La construction de la partie du latéral Point Tupper comprise entre la canalisation principale de M&NP et l'usine de fractionnement de SOEI s'est faite en même temps que la construction du pipeline de SOEI destiné au transport de liquides de gaz naturel (LGN). Le latéral partage la même tranchée que le pipeline de LGN.

2. *Demandes présentées en vertu de l'article 58*

L'Office a approuvé plusieurs demandes, formulées en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, concernant des installations

pipelinières courantes ou la construction de pipelines dont la longueur n'excède pas 40 kilomètres. Voir l'annexe I pour obtenir une description des demandes approuvées.

Questions à l'étude

3. *AEC Suffield Gas Pipeline Inc. - Amber Energy Inc. - Construction d'un gazoduc - Projet de pipeline Ekwan (Dossier 3400-A167-1)*

Pour plus d'information concernant cette demande, voir le point 7 sous la rubrique *Demandes non liées à une audience, Questions relatives aux pipelines* dans le Numéro 72 du document Activités de réglementation en date du 1^{er} avril 2000.

4. *Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited (MIPL) - Construction d'un gazoduc - Gazoduc Swan River (Dossier 3400-M29-31)*

Le 29 février 2000, MIPL a présenté une demande en vue de construire un gazoduc de 39 kilomètres (24 milles) de long et de 168,3 millimètres (six pouces) de diamètre. Le gazoduc s'étendrait en direction ouest d'un point près de Benito (Manitoba), jusqu'à son point d'interconnexion avec le réseau de TransGas Limited près de Norquay (Saskatchewan). Le coût du projet est évalué à 3,3 millions \$.

Le 21 juillet, l'Office a établi un processus par voie de mémoires pour examiner la demande.

5. *Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - Installations pipelinières au Nouveau-Brunswick (Dossiers 3400-M124-4, -5, -6 et -7)*

Le 28 juin et les 4, 6 et 14 juillet, M&NP a demandé l'autorisation de construire les installations suivantes dans la province du Nouveau-Brunswick :

- (i) le latéral Moncton, constitué de 12,25 kilomètres (7,6 milles) de canalisations de 219,1 millimètres (8 pouces), qui s'étendra de la canalisation principale de M&NP à une station de transfert de propriété à construire dans les limites de la ville de Moncton, afin d'approvisionner en gaz naturel le réseau de distribution locale d'Enbridge Gas New Brunswick (Enbridge), qui desservira la région de Moncton (le coût estimatif du projet, comprenant la station de transfert de propriété, s'élève à 5 758 042 \$);

- (ii) la station de transfert de propriété de Fredericton, pour transférer le gaz naturel de la canalisation principale de M&NP au réseau de distribution locale d'Enbridge, qui desservira la région de Fredericton, Oromocto et Gagetown (le coût estimatif du projet est de 1 639 807 \$);

- (iii) le latéral St. George, constitué de 832 mètres de canalisations de 60 millimètres (2 pouces), qui s'étendra du latéral Saint John de M&NP à une station de transfert de propriété à construire près de St. George, afin d'approvisionner en gaz naturel le réseau de distribution locale d'Enbridge Gas New Brunswick (Enbridge), qui desservira la région de St. George (le coût estimatif du projet, comprenant la station de transfert de propriété, s'élève à 1 824 642 \$);

- (iv) quatre stations de transfert de propriété à construire dans la ville de Saint John pour transférer le gaz naturel, via le latéral Saint John, de la canalisation principale de M&NP au réseau de distribution locale d'Enbridge, qui desservira la ville de Saint John (le coût estimatif du projet est de 2 976 659 \$).

Toutes les installations susmentionnées seront construites et exploitées en tant que parties intégrantes des installations de la canalisation principale de M&NP.

Le 28 juillet, l'Office a décidé d'établir un processus par voie de mémoires pour examiner les demandes. Les 28 juillet et 10 et 11 août, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à M&NP.

6. *Petroleum Transmission Company Limited (PTC) et Conoco Canada Limited (CCL) - Vente de gazoduc (Dossiers 3400-C154-1 et 3400-P015-18)*

Le 20 juillet, PTC et CCL ont demandé à l'Office d'approuver la vente et le transfert à CCL des avoirs de PTC. Le gazoduc de PTC consiste en 930 kilomètres (577 milles) de canalisations de 67,6 millimètres (six pouces) de diamètre qui s'étendent d'un point près d'Empress, en Alberta, jusqu'à proximité de Winnipeg, au Manitoba.

Le 25 août, l'Office a demandé par lettre un complément d'information aux demandeurs.

7. Pouce Coupé Pipe Line Ltd. (Pouce Coupé) - Vente d'oléoducs (Dossiers 3400-P123-2 et 3400-F72-1)

Le 25 juillet, Pouce Coupé a demandé l'autorisation de l'Office pour : i) vendre l'oléoduc de Pouce Coupé à Pembina Partnership; ii) vendre l'oléoduc de Federated Pipe Lines (Northern) Ltd. (Federated) à Pembina Partnership; iii) vendre à Pembina Northern LP les deux oléoducs nouvellement acquis par Pembina Partnership; iv) changer le nom Pouce Coupé, tel qu'il apparaît dans l'ordonnance XO-1-89 de l'Office, pour «Pouce Coupé à titre de mandataire et d'associé commandité de Pembina Northern LP»; v) transférer le certificat OC-42 de Federated Pipe Lines (Northern) Ltd. à «Pouce Coupé à titre de mandataire et d'associé commandité de Pembina Northern LP». Pouce Coupé est une filiale en propriété exclusive de Pembina Corporation.

Les installations de Pouce Coupé consistent en un oléoduc de 26 kilomètres (16 milles) de longueur et 219 millimètres (huit pouces) de diamètre qui s'étend de Dawson Creek (Colombie-Britannique) à Bay Tree (Alberta). Le réseau de Federated est constitué d'un oléoduc de 172 kilomètres (107 milles) de longueur et 273 millimètres (dix pouces) de diamètre qui s'étend de Taylor (Colombie-Britannique) à Belloy (Alberta).

Le 11 août, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Pouce Coupé.

8. Ricks Nova Scotia Co. (Ricks) - Gazoduc Ladyfern (Dossier 3400-R29-1)

Le 19 juillet, Ricks a sollicité l'autorisation de construire 12 kilomètres (7,4 milles) de canalisations de 273,1 millimètres (10 pouces) de diamètre qui servira à transporter du gaz acide de la région de Ladyfern, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à la station de comptage Owl Lake South de TransCanada PipeLines Limited, dans le nord-est de l'Alberta. Le coût du gazoduc est évalué à environ 3 millions \$; il est proposé de le mettre en service dans le premier trimestre de 2001.

Questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs

Question réglée

1. Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) - Droits exigibles en 1999 (Dossier 4200-T028-10)

Le 31 août, l'Office a approuvé une demande datée du 26 juillet de TQM pour des droits définitifs pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 1999 (ordonnance TG-6-2000).

Questions à l'étude

2. Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) - Dépôt du tarif (Dossier 4775-A159-1)

Le 31 juillet, Alliance a déposé son tarif, y compris les conditions générales, conformément à l'ordonnance TG-3-98 rendue en novembre 1998.

Aux termes de l'ordonnance TG-7-97, rendue à l'issue de l'audience publique GH-3-97 portant sur la demande d'Alliance visant des installations ainsi que les droits et les tarifs connexes, l'Office avait donné instruction à Alliance de déposer auprès de lui et de signifier à tous les intervenants à pleine participation de l'instance GH-3-97, au moins soixante jours avant la mise en service du pipeline, des tarifs (y compris les conditions générales) et des droits conformes aux décisions exposées dans les Motifs de décision GH-3-97 et à l'ordonnance TG-7-97.

Le 24 août, l'Office a décidé de solliciter les commentaires des parties intéressées au sujet du tarif déposé. Les parties intéressées ont jusqu'au 8 septembre pour déposer leurs commentaires ou leurs préoccupations et Alliance a jusqu'au 15 septembre pour répondre aux observations formulées.

3. Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. de la part de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership (M&NP) - Droits provisoires (Dossier 4400-M124-3)

Le 10 août, M&NP a demandé à l'Office d'approuver les droits provisoires pour la période du 1^{er} octobre 2000 au 31 décembre 2001. M&NP déposera une demande pour des droits définitifs vers la fin de février 2001.

4. **Murphy Oil Company Ltd. (Murphy) - Pipeline Milk River - Plainte concernant les droits (Dossier 4775-M23-1-2)**

Le 25 août, PanCanadian Petroleum Limited, Alberta Energy Company Ltd., Crestar Energy Inc. et EOTT Energy Canada Limited Partnership, désignés collectivement le groupe Bow River South (BRS), ont déposé une plainte au sujet des droits exigés par Murphy pour le transport de pétrole brut sur le pipeline Milk River, un oléoduc d'environ 18 kilomètres (11 milles) de longueur qui relie le pipeline Manyberries de Home Oil, le pipeline Bow River et un terminal routier de Murphy, situé en Alberta, au pipeline CENEX dans le Montana.

BRS a déposé sa plainte après avoir tenté, sans succès, d'obtenir une explication satisfaisante au sujet du calcul des droits exigés pour les services de transport sur le pipeline Milk River.

Le 31 août, l'Office a décidé d'entamer une instance par voie de mémoires afin d'examiner les droits. Il a également décidé qu'à compter du 1^{er} septembre 2000, les droits en vigueur continueront d'être appliqués, à titre provisoire,

en attendant que l'Office détermine ce qui constitue des droits justes et raisonnables.

Questions pionnières

1. **AEC Oil & Gas** a reçu l'approbation le 27 juin, conformément à l'article 184 du *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*, de l'enregistrement de la cessation des puits suivants :
AEC (West) Renaissance Carcajou O-47
AEC (West) Renaissance Carcajou O-74.
2. **Autorisation d'opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques** : la demande suivante a été approuvée aux termes de l'article 5 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* :

Compagnie	Région	Id. De la zone d'exploitation	Date
Wascana Energy	LaBiche	9229-W026-001E	08 août

Appels

Appels en instance

1. **Canadian Forest Oil Limited c. Chevron Canada Resources and Ranger Oil Limited**

Le 24 janvier, Canadian Forest a déposé une demande de révision judiciaire auprès de la Cour d'appel fédérale concernant une déclaration de découverte exploitable (DDE) relative au puits de gaz Fort Liard K-29 délivrée par l'Office à Chevron *et autre* le 5 janvier 2000. Par cette demande, Canadian Forest cherche à faire annuler la décision de l'Office parce que celui-ci a enfreint les règles de justice naturelle et d'équité en matière de procédure en délivrant la DDE avant la fin du délai de 30 jours prévu dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et en omettant d'inclure Canadian Forest dans la liste des parties directement touchées. Canadian Forest a demandé également la prise de mesures provisoires pour empêcher l'Office de délivrer d'autres permis ou approbations liés à la mise en valeur de la région visée par la DDE.

En février, l'Office a déposé auprès de la Cour les parties publiques du dossier qu'il avait examiné

pour en arriver à sa décision du 5 janvier visant à délivrer une DDE à Chevron. Canadian Forest a demandé que l'Office dépose également auprès de la Cour la demande de Chevron et l'information technique. L'Office s'est opposé au dépôt de la demande et de l'information technique estimant que l'information que demandait Canadian Forest pourrait constituer des renseignements protégés aux termes de l'article 101 de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, ou être autrement de nature confidentielle.

Le 9 juin, la Cour a tenu une audience orale sur l'objection. Le 16 juin, la Cour a ordonné que l'information versée aux dossiers de l'Office soit communiquée à moins que Chevron puisse obtenir une ordonnance établissant que l'information en question est confidentielle, suivant la Règle 151 des Règles de la Cour fédérale. Chevron avait jusqu'au 30 juin pour déposer une requête aux termes de la Règle 151.

Le 30 juin, Chevron a déposé une requête en confidentialité. L'instance a été suspendue jusqu'à ce que la requête soit entendue par la Cour. Aucune date d'audience n'a été fixée.

2. *L'Industrial Cape Breton Community Alliance Group - Projet gazier de l'île de Sable*

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 2 sous la rubrique *Appels* dans le document *Activités de réglementation* en date du 31 mai 2000.

3. *British Columbia Wildlife Federation et Steelhead Society of British Columbia c. British Columbia Hydro and Power Authority*

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 3 sous la rubrique *Appels*

dans le document *Activités de réglementation* en date du 31 mai 2000.

4. *Première nation des Chipewyan d'Athabasca c. British Columbia Hydro and Power Authority*

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 4 sous la rubrique *Appels* dans le document *Activités de réglementation* en date du 31 mai 2000.

Modifications aux règlements

1. *Règlement correctif modifiant le Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole (Partie VI de la Loi) (Dossier 185-A000-22)*

Le Règlement correctif mentionnée en rubrique a été enregistré le 21 juin et il a été publié dans la Gazette du Canada le 1^{er} juillet (DORS-2000-256). Le Règlement correctif se trouve sur le Site Internet au http://canada.gc.ca/gazette/homepar2-2_f.html.

2. *Règlement sur les usines de traitement (le Règlement) (Dossier 185-A000-13)*

L'Office propose l'adoption d'un nouveau *Règlement sur les usines de traitement* axé sur des objectifs qui complétera le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*. Lorsqu'il sera promulgué, le Règlement régira la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des usines de traitement qui appartiennent à des compagnies réglementées par le fédéral et qui sont exploitées par celles-ci, et dont la fonction de traitement fait partie intégrante du transport. À l'heure actuelle, ces installations sont assujetties au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres.

3. *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995) (Règles) (Dossier 341-A000-2)*

Maintenant que l'Office s'apprête à mettre en oeuvre le Système de dépôt électronique des demandes (SDÉ), il a préparé une analyse des questions juridiques entourant l'implantation du SDÉ, que l'on peut consulter sur son site Internet (<http://www.neb.gc.ca>). L'Office a aussi examiné les règlements pris aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la *Loi sur les*

opérations pétrolières au Canada (LOPC) en vue de les réviser au besoin. Ce sont les Règles de 1995 qui exigeront le plus de changements. Ces modifications autoriseront les parties à déposer par voie électronique toute la documentation requise en matière de réglementation. Les modifications prévues dans le cas des autres règlements sont largement de caractère administratif. Ces changements mineurs seront incorporés dans les règlements d'application de la LOPC lors de sa révision prochaine.

4. *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada (Règlement sur les opérations de plongée) et Note d'orientation (Dossier 2001-1)*

L'Office projette de remplacer l'actuel *Règlement sur les opérations de plongée* par un règlement axé sur des objectifs. Au lieu de préciser les divers aspects des opérations de plongée, le nouveau règlement confère aux exploitants la responsabilité d'établir des méthodes et procédures de plongée et de démontrer comment ces dernières satisfont aux dispositions du règlement.

Le projet de règlement a été transmis au ministère de la Justice aux fins d'examen, conformément aux dispositions de la *Loi sur les textes réglementaires*.

5. *Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz au Canada (RFPPGC) et Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada (RPREPGC) (Dossier 0406-14)*

Les deux règlements précités ont été mis à jour et refondus en un seul règlement intitulé le

Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada (le Règlement). Ce Règlement énonce les exigences relatives aux aspects techniques, à la sécurité, à l'environnement et à la conservation des ressources qui interviennent dans la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation d'installations visées par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

L'ébauche du Règlement est maintenant prête à être envoyée au ministère de la Justice pour qu'il l'examine aux termes de la *Loi sur les textes réglementaires*. À la suite de cet examen, le Règlement fera l'objet d'une prépublication dans la partie I de la *Gazette du Canada*. Les parties intéressées auront alors l'occasion de présenter leurs commentaires à l'Office et à Ressources naturelles Canada.

6. Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II - Règlement sur la prévention des dommages (Dossier 185-A000-36)

L'Office a l'intention de remplacer le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II*, par un règlement axé sur la prévention des dommages (règlement sur la prévention des dommages). Le nouveau règlement régira les activités menées sur les emprises de pipeline qui relèvent de la compétence de l'Office ou sur les terrains adjacents en vue d'assurer la sécurité du public et des employés de la compagnie, ainsi que de protéger la propriété et l'environnement.

L'Office prévoit pouvoir diffuser une ébauche du règlement pour obtenir les commentaires du public d'ici le milieu de l'an 2000.

7. Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie (RRF) - (Dossiers 620-A000-8 et 175-A000-72)

L'Office propose de modifier le RRF. Les modifications projetées reflètent trois changements à la politique de recouvrement des frais qui sous-tend la version actuelle du Règlement :

- (i) intégration des productoducs dans le régime de recouvrement des frais;
- (ii) création d'une contribution spéciale à payer à l'égard des projets pipeliniers tout à fait nouveaux;
- (iii) plafonnement des droits exigibles au titre du recouvrement des frais à un montant égal à 2 % p. 100 du coût de service d'une compagnie pipelinère.

Le 28 avril 2000, l'Office a fait parvenir les modifications proposées au Comité de liaison sur le recouvrement des frais pour qu'il les examine et formule ses commentaires. Les modifications proposées seront envoyées au ministère de la Justice aux fins d'examen aux termes de la *Loi sur les textes réglementaires*.

8. Règlements et Notes d'orientation pris aux termes du Code canadien du travail, Partie II

Le processus de modification du Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz), selon les dispositions du *Code canadien du travail, Partie II*, se poursuit.

Questions administratives

Instructions relatives au dépôt de documents

Toute la correspondance destinée à l'Office doit être adressée au : Secrétaire, Office national de l'énergie, 444 Septième Avenue S.-O., Calgary, AB T2P 0X8 - Télécopieur (403) 292-5503.

Demande - Nombre de copies à déposer

Pour savoir le nombre de copies à fournir selon la nature de la demande, voir le site Internet sous la rubrique *Actualités en matière de réglementation*.

Numéros pour communication avec l'Office

Renseignements généraux

(403) 292-4800
1-800-899-1265

Office national de l'énergie
Michel L. Mantha
Secrétaire

Pour des renseignements :

Denis Tremblay, agent des Communications
Téléphone : (403) 299-2717
Courrier électronique : dtremblay@neb.gc.ca

Bureau des publications

Téléphone : (403) 299-3562
Télécopieur : (403) 292-5576
Courriel: publications@neb.gc.ca

Site Internet

www.neb.gc.ca

Numéros de téléphone

Pour une liste à jour des numéros de téléphone des membres de l'Office et du personnel clé, voir le site Internet sous la rubrique *À propos de l'ONÉ, Notre personnel*.

Annexe I

Demandes présentées en vertu de l'article 58

Gazoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Champion Pipe Line Corporation Ltd.	Dossier : 3400-C17-7 Ord. : XG-C17-62-2000	Demande datée du 27 avril; approuvée le 16 août. Programme d'entretien et de réparation de conduites.	100 000
Petroleum Transmission Company	Dossier : 3400-P15-17 Ord. : XG-P15-57-2000	Demande datée du 30 mai; approuvée le 3 août. Remplacement de tuyaux.	127 000
TransCanada PipeLines Limited	Dossier : 3400-T1-182 Ord. : XG-T1-58-2000	Demande datée du 8 mai; approuvée le 3 août. Programme de construction de l'année 2000 pour lutter contre la corrosion.	13 965 800
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-T1-186 Ord. : XG-T1-60-2000	Demande datée du 20 juillet; approuvée le 11 août. Modifications de canalisation.	20 000
	Dossier : 3400-W5-250 Ord. : XG-W5-51-2000	Demande datée du 9 juin; approuvée le 18 août. Remplacer un tronçon du pipeline Oak et installer deux repères de surveillance des glissements de terrain sur le talus de la rivière Quesnel.	534 000
	Dossier : 3400-W5-251 Ord. : XG-W5-52-2000	Demande datée du 9 juin; approuvée le 22 août. Construire l'usine de récupération des liquides de gaz naturel de Patry Lake.	8 000 000
	Dossier : 3400-W5-253 Ord. : XG-W5-55-2000	Demande datée du 13 juillet; approuvée le 8 août. Revêtement de pierre le long du cours supérieur de la rivière Coldwater.	75 000
	Dossier : 3400-W5-254 Ord. : XG-W5-56-2000	Demande datée du 18 juillet; approuvée le 27 juillet. Construire une station d'analyse de l'eau.	290 000
	Dossier : 3400-W5-255 Ord. : XG-W5-63-2000	Demande datée du 27 juillet; approuvée le 18 août. Installer deux vannes à bille sur la conduite d'aspiration/refoulement des compresseurs Orendo de la station de compression 7.	280 000
	Dossier : 3400-W5-256 Ord. : XG-W5-64-2000	Demande datée du 31 juillet; approuvée le 23 août. Installer trois indicateurs de surveillance des glissements de terrain sur le talus de la rivière Kiskatinaw.	48 000

Oléoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.	Dossier : 3400-E103-3 Ord. : XO-E103-17-2000	Demande datée du 18 juillet; approuvée le 3 août. Modifications à des gares de racleurs.	80 000
Le Pipe-Lines Montréal Limitée	Dossier : 3400-M3-19 Ord. : XO-M3-14-2000	Demande datée du 27 juin; approuvée le 3 août. Installation d'une vanne d'isolement dans la Municipalité de Boucherville, au Québec.	245 000
	Dossier : 3400-M3-20 Ord. : XO-M3-18-2000	Demandes datées du 23 juin et du 6 juillet; approuvées le 18 août. Remettre en service et moderniser l'équipement de la station de pompage Saint-Césaire et moderniser l'équipement de la station de pompage Highwater.	2 750 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	Dossier : 3400-T2-43 Ord. : XO-T2-43-2000	Demande datée du 17 juillet; approuvée le 23 août. Remplacement de pipeline dans les municipalités de Murray, Brighton, Hamilton et Hope, en Ontario.	930 000

Profil

L'Office national de l'énergie est une cour fédérale de réglementation créée par une loi du Parlement le 2 novembre 1959.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office délivre des autorisations d'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, accorde des certificats visant les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales de transport d'électricité et établit les droits et les tarifs applicables aux oléoducs et aux gazoducs relevant de la compétence fédérale.

Outre ses fonctions de réglementation, l'Office est également chargé de conseiller le gouvernement sur la mise en valeur et l'utilisation des ressources énergétiques.

La Loi exige également que l'Office suive la situation de l'approvisionnement en ce qui a trait à tous les principaux produits énergétiques au Canada, particulièrement l'électricité, le pétrole,

le gaz naturel et les sous-produits de ces hydrocarbures; il doit aussi se tenir au fait de la demande d'énergie au Canada et à l'étranger.

Les responsabilités de l'Office en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* englobent la réglementation des activités d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières de manière à favoriser la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement et la conservation des ressources en hydrocarbures.

L'Office a également des responsabilités précises en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* et de la *Loi sur l'administration de l'énergie*. En outre, le ministre de Développement des ressources humaines Canada a nommé des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de sécurité chargés d'appliquer la partie II du *Code canadien du travail*.

©Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2000
représentée par l'Office national de l'énergie

No de cat. NE12-4/2000-6F
ISSN 0821-865X

Ce document est publié séparément dans les deux langues officielles. Pour de plus amples renseignements, contactez :

Équipe des communications
Office national de l'énergie
444 Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

©Her Majesty the Queen in Right of Canada
2000 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE12-4/2000-6E
ISSN 0821-8645

This document is published separately in both official languages. For further information, please contact:

Communications Team
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
Telephone: (403) 292-4800
Telecopier: (403) 292-5503