



# Activités de réglementation

Ce bulletin des *Activités de réglementation* couvre le mois de janvier 2001

## Directive sur la médiation

### L'Office souhaite obtenir des commentaires à propos de la directive sur la médiation

L'Office est en train d'étudier comment la médiation permettrait de régler les différends au moment des audiences sur les tracés détaillés des oléoducs et des gazoducs.

L'Office a envoyé durant la semaine du 11 janvier une version provisoire de la directive sur la médiation pour obtenir l'opinion de divers propriétaires fonciers et intervenants du secteur dans tout le Canada. Le document a été préparé pendant un projet-pilote que l'Office avait entrepris à l'occasion d'une audience sur le tracé détaillé pour les canalisations latérales de Halifax et de Saint-Jean de la Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. Au cours du projet, la société et les propriétaires fonciers ont exprimé un vif intérêt

pour la médiation, méthode qui permettrait de résoudre les contestations sans avoir à passer par une audience.

L'ONÉ veut également obtenir les commentaires et les suggestions concernant l'emploi de nouveaux moyens de règlement des différends pour les autres types de demandes qu'il reçoit.

Les commentaires seront analysés et, lorsque la directive sur la médiation sera prête, les participants aux audiences de tracé détaillé pourront avoir recours à la médiation. Les commentaires concernant l'emploi de nouveaux moyens de règlement des différends pour les autres types de demandes pourraient amener à d'autres consultations avec les intervenants. La date limite pour faire parvenir les commentaires est le vendredi 9 février 2001.

## Demandes liées à une audience publique

### Audience en marche

#### 1. *Westcoast Energy Inc. (Westcoast) - achat d'un gazoduc - GHW-3-2000 (dossiers 3200-W005-10 et 3400-W005-258)*

L'Office tient une audience publique par voie de mémoires pour examiner une demande de Westcoast

en vue d'acheter un pipeline dans le secteur Maxhamish du nord-est de la Colombie-Britannique.

Westcoast propose d'acheter d'AEC Oil & Gas Co. Ltd. (AEC) un pipeline d'environ 67,6 kilomètres (42 milles) de longueur et de 323,9 millimètres (12 pouces) de diamètre et les équipements

## 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 ce bulletin, 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*

<b>Demandes liées à une audience publique</b> . . . . .	<b>1</b>
<b>Demandes non liées à une audience publique</b> . . . . .	<b>3</b>
<b>Appels et révision</b> . . . . .	<b>7</b>
<b>Modifications aux règlements</b> . . . . .	<b>7</b>
<b>Questions administratives</b> . . . . .	<b>9</b>
<b>Annexe 1 - Demandes présentées en vertu de l'article 58</b> . . . . .	<b>10</b>
<b>Profil</b> . . . . .	<b>11</b>

connexes. AEC a construit le pipeline pendant l'hiver de 1998-1999 pour transporter des hydrocarbures liquides déshydratés. Westcoast projette d'utiliser ces équipements comme pipeline pour le transport de gaz brut acide.

## Audiences prévues

### **1. *Murphy Canada Exploration Ltd. (Murphy) - construction de pipeline - GH-1-2001 (dossier 3400-M085-1)***

L'Office tiendra une audience public à partir du 15 février, à Calgary, en Alberta, concernant une demande de Murphy visant la construction du doublement de pipeline de gaz marchand Chinchaga dans le nord de la Colombie-Britannique et en Alberta.

Murphy a demandé l'approbation de construire un doublement de pipeline de gaz marchand constitué d'environ 17,2 kilomètres (10,3 milles) de canalisations de 323,8 millimètres (12 pouces) entre des installations existantes de Pioneer Natural Resources Canada Inc. (PNRC) situées dans la zone Chinchaga en Colombie-Britannique, à 130 kilomètres (80 milles) au nord de Fort St. John, et la station de compression de PNRC, située à 130 kilomètres (80 milles) au nord-ouest de Manning, en Alberta. Le coût estimatif du projet est de 4,23 millions \$ et la date prévue de mettre les installations en service le 15 mars 2001.

### **2. *Sumas Energy 2, Inc. (SE2) - ligne internationale de transport d'électricité (dossier 2200-S040-1)***

L'Office a tenu une audience préliminaire du 18 au 20 janvier, à Abbotsford (Colombie-Britannique) afin d'examiner les motions suivantes :

- prolongation de l'échéance pour le dépôt des interventions;
- effets environnementaux au Canada de la centrale électrique proposée de Sumas, à construire aux États-Unis;
- remise de l'audience portant sur la question des effets environnementaux au Canada de la centrale électrique de Sumas;
- production de la preuve et contre-interrogatoire des témoins au cours de l'audience principale;
- imposition d'une limite de temps pour la présentation de la preuve orale dans le cas des intervenants de type 1 qui ne produisent pas une preuve d'expert;
- dates de dépôt de la preuve écrite et des rapports dans le cas des intervenants de type 1 qui produisent une preuve d'expert.

L'Office a rendu les décisions suivantes sur les points susmentionnées :

- l'échéance pour le dépôt des interventions a été prolongée d'une journée;
- l'Office a remis au 19 février la tenue de l'audience visant à examiner la question des effets environnementaux au Canada de la centrale électrique proposée de Sumas, à construire aux États-Unis;
- l'Office a modifié l'ordre de comparution en ce qui touche la production de la preuve et le contre-interrogatoire des témoins;
- l'Office a décidé de ne pas imposer une limite de temps aux intervenants de type 1 en ce qui touche la production de leur preuve orale;
- les intervenants de type 1 qui souhaitent présenter une preuve d'expert ou déposer des rapports doivent le faire d'ici le 2 avril 2001.

Suite aux décisions ci-dessus, des changements ont été apportés à l'échéancier de l'audience prévue pour examiner la demande de SE2 concernant la construction d'une ligne internationale de transport d'électricité en Colombie-Britannique. L'Office a reporté au 19 février la tenue de l'audience préliminaire portant sur une motion que Sumas a déposée au sujet des éventuels effets environnementaux au Canada de la centrale électrique qu'elle projette de construire à Sumas, dans l'État de Washington. En outre, l'Office a remis au 23 avril la date de début de l'audience publique principale visant à examiner la demande de construction de la ligne internationale de transport d'électricité.

SE2 prévoit construire une ligne internationale de transport d'électricité de 230 kilovolts qui débiterait aux États-Unis et franchirait la frontière canado-américaine près d'Abbotsford. L'installation s'étendrait 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.

L'installation projetée permettrait à SE2 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.

### **3. *Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) - construction de pipeline - programme d'agrandissement Terrace phase II - OH-1-2000 (dossier 3200-E101-3)***

L'Office tiendra une audience publique à partir du 19 mars, à Calgary, en Alberta, concernant une demande d'Enbridge visant la construction

d'installations d'oléoduc faisant partie de la phase II de son programme d'agrandissement Terrace.

Enbridge propose de construire approximativement 123 kilomètres (76 milles) de canalisation de 914 millimètres (36 pouces) de diamètre qui seraient répartis en trois tronçons de construction situés entre son terminal de Hardisty, en Alberta, et son terminal de Kerrobert, en Saskatchewan. Les installations visées par la demande constituent la deuxième phase du programme d'agrandissement Terrace, exécuté en plusieurs étapes, dont ont convenu l'industrie et Enbridge. L'Office a approuvé la première phase du programme en 1998. Le coût estimatif des installations d'agrandissement est 140 millions \$ et la date prévue de mise en service est le premier semestre de 2002.

### Demande d'audience proposée

1. **Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSCPL) - mémoire préliminaire visant le projet de pipeline de franchissement du détroit de Georgia (projet de GSX) (dossier 3200-G049-1)**

Le 7 mars, GSCPL a déposé un mémoire préliminaire concernant la détermination de la portée de l'évaluation environnementale d'un projet proposé 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 tôt en 2001.

Le 28 septembre, l'Office a décidé d'adresser le projet de GSX au ministre de l'Environnement aux fins de son examen par une commission. Le 4 octobre, le Ministre de l'Environnement a annoncé que le projet de GSX sera évalué par une commission d'examen d'évaluation environnementale indépendante.

Le pipeline proposé assurerait le transport du gaz naturel à partir de Sumas, dans l'État de Washington jusqu'à Duncan 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.

### Audiences ajournées et reportées

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.

2. **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<sup>er</sup> octobre 1997.

3. **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<sup>er</sup> janvier 1998.

## Demandes non liées à une audience publique

### Questions relatives à l'électricité

#### Questions réglées

1. **Coral Energy Canada Inc. (Coral) - exportation d'électricité (dossier 6200-E035-1)**

Le 25 janvier, l'Office a approuvé une demande datée du 30 novembre de Coral pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 megawatts et 5 000 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie et 5 000 gigawattheures d'énergie interruptible par

année pour une période de dix ans (permis EPE-173 et EPE-174).

2. **NRG Power Marketing Inc. (NRG) - exportation d'électricité (dossier 6200-N083-1)**

Le 25 janvier, l'Office a approuvé une demande datée du 9 novembre de NRG pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 megawatts et 2 000 gigawattheures de puissance et d'énergie garantie et 2 000 gigawattheures d'énergie interruptible par année pour une période de dix ans (permis EPE-171 et EPE-172).

## Questions à l'étude

### 3. *El Paso Merchant Energy, L.P. (El Paso) - exportation d'électricité (dossier 6200-E036-1)*

Le 11 décembre 2000, El Paso a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 megawatts de puissance garantie et interruptible et jusqu'à 5 000 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de dix ans.

### 4. *Independent Electricity Market Operator de l'Ontario (IMO) - exportation d'électricité (dossier 6200-J027-1)*

Le 15 décembre 2000, IMO a demandé l'autorisation, pour une période de 25 ans, d'un service frontalier afin de venir en aide, en cas d'urgence, aux territoires avoisinants des États Unis.

## Questions relatives au gaz naturel

### Question à l'étude

#### 1. *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<sup>er</sup> octobre 1999.

## Questions relatives aux pipelines

### Question réglée

#### 1. *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 pipelinaires 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

#### 2. *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<sup>er</sup> avril 2000.

### 3. *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 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.

## Questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs

### 1. *TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - droits provisoires de 2001 (dossier 4400-T001-21)*

Le 25 janvier, l'Office a approuvé une demande de TCPL, datée du 7 décembre 2000, tel que confirmé le 21 décembre 2000, concernant les droits provisoires exigibles à compter du 1<sup>er</sup> février 2001 (ordonnance AO-1-TGI-6-2000).

Le 8 décembre, l'Office avait approuvé une demande de TCPL, datée du 7 décembre, concernant les droits provisoires exigibles à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001 (ordonnance TGI-4-2000). À la suite de sa décision, l'Office a reçu deux lettres de parties intéressées qui alléguaient que les procédures du groupe de travail sur les droits menant à l'adoption de la résolution concernant les droits provisoires avaient été entachées de certaines irrégularités. Le 19 décembre, l'Office a décidé de réviser sa décision concernant le niveau approprié des droits provisoires que TCPL pourra exiger à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001. À cet égard, l'Office a déclaré que l'ordonnance TGI-4-2000

était révoquée. L'Office a décidé de rendre une nouvelle ordonnance sur les droits provisoires qui a fixé pour un mois (du 1<sup>er</sup> janvier au 31 janvier 2001) les droits provisoires au même niveau que les droits qui sont actuellement en vigueur, c'est-à-dire celui des droits définitifs de 2000 (ordonnance TGI-6-2000).

L'Office a tenu une procédure écrite par laquelle il a décidé du niveau approprié des droits provisoires à percevoir à compter du 1<sup>er</sup> février 2001.

## Questions à l'étude

### 2. *Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) de la part de Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd., Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd. et Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. - budget des dépenses d'exploitation et d'entretien de 2001 (dossier 4750-F6-2)*

Le 1<sup>er</sup> décembre 2000, Foothills a sollicité, au nom des filiales susmentionnées, l'approbation des budgets de dépenses d'exploitation et d'entretien pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2001.

Le 21 décembre 2000, l'Office a avisé Foothills qu'avant de prendre une décision définitive au sujet des budgets présentés, il souhaitait examiner ses coûts réels de 2000 et l'analyse des écarts par rapport aux dépenses d'exploitation et d'entretien, données que la compagnie doit déposer auprès de l'Office vers la fin de février 2001. L'Office a donc délivré une ordonnance provisoire autorisant, pour l'année se terminant le 31 décembre 2001, des budgets provisoires correspondant à 50 % des budgets présentés (ordonnance TGI-7-2000).

### 3. *Murphy Oil Company Ltd. (Murphy) - Pipeline Milk River - plainte concernant les droits (dossier 4775-M23-1-2)*

Le 25 août 2000, 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 2000, 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<sup>er</sup> 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. Le 26 septembre 2000, l'Office, suite à une demande de Murphy, a prorogé les dates pour le dépôt des mémoires.

### 4. *Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (TMPL) - Règlement avec droits incitatifs (RDI) 2001 - 2005 (dossier 4200-T004-8)*

Le 27 décembre 2000, l'Office a approuvé une demande de la part de TMPL, datée du 12 décembre 2000, visant à faire approuver des droits provisoires qui prendraient effet le 1<sup>er</sup> janvier (TOI-3-2000). Ces droits provisoires étaient calculés suivant les principes convenus et énoncés dans un protocole d'entente en date du 6 novembre 2000 que TMPL, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) et Chevron Canada Limited (Chevron) ont conclu relativement à un deuxième RDI de cinq ans, portant du 1<sup>er</sup> janvier 2001 au 31 décembre 2005.

Le 19 décembre 2000, TMPL a sollicité l'approbation du RDI et des droits calculés conformément à ses dispositions. Le 25 janvier, l'Office a décidé de solliciter les commentaires des parties intéressées au sujet du RDI. Ces dernières ont jusqu'au 8 février pour déposer leurs commentaires, et TMPL a jusqu'au 15 février pour répondre aux observations reçues.

## Questions pionnières

### Activités dans les régions pionnières au cours de décembre 2000 et de janvier 2001

1. Le 19 janvier, BP Canada Energy Company a reçu l'autorisation de modifier les conditions d'un puits, conformément à l'alinéa 80(1)b) du *Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada* (RFPPGNC), pour les puits suivants :

Pan Am Pointed Mountain K-45A,  
Amoco A-4 Pointed Mountain A-55.

2. Le 4 janvier, Canadian Forest Oil Ltd. a reçu l'autorisation de forer le puits CDN Forest et al North Liard C-31A, aux termes du paragraphe 83(1) du RFPPGNC.

3. Le 12 janvier, Canadian Forest Oil Ltd. a reçu l'autorisation d'enregistrer la cessation du puits CDN Forest et al North Liard C-31, suivant l'article 184 du RFPPGNC.

4. Le 25 janvier, Devlan Exploration Inc. a reçu l'autorisation de forer un puits, aux termes de l'article 83 du RFPPGNC, à l'égard des puits suivants :

Devlan et al Ontaratue River L-48,  
Devlan et al Tree River B-10,  
Devlan et al Thunder River E-65.

5. Le 17 janvier, la compagnie **Pétrolière Ressources Impériale Ltée** a reçu l'autorisation d'adopter des techniques d'ascension artificielle, suivant l'alinéa 5(1)b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, à l'égard des puits suivants :
- Esso Norman Wells M-18X,  
Esso Norman Wells K-22X,  
Esso Norman Wells K-17X,  
Esso Norman Wells M-24X.
6. Le 12 décembre, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation de forer le puits Para et al Fort Liard N-01, aux termes de l'article 83 du RFPPGNC.
7. Le 20 décembre, **Paramount Resources Ltd.** a reçu une autorisation aux termes du paragraphe 58(6) du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*, à l'égard du puits Para et al Fort Liard O-35.
8. Le 21 décembre, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation de modifier les conditions du puits Para et al Fort Liard O-35, conformément à l'alinéa 80(1)b) du RFPPGNC.
9. Le 11 janvier, l'Office a délivré à **Paramount Resources Ltd.** une déclaration de découverte exploitable, suivant l'article 28.2, partie II.1, de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et l'article 35, partie IV, de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, à l'égard de certaines terres situées dans la région des collines Cameron des Territoires du Nord-Ouest.
10. Le 15 janvier, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation de forer le puits Para et al Fort Liard P-45, aux termes du paragraphe 83(1) du RFPPGNC.
11. Le 26 janvier, **Paramount Resources Ltd.** a reçu l'autorisation de procéder de nouveau à la complétion du puits Para et al Fort Liard O-35, suivant l'alinéa 80(1)b) du RFPPGNC.
12. Le 30 janvier, **Petro-Canada Inc.** a reçu l'autorisation de forer le puits PC Anderson Kurk M-15, aux termes de l'article 83 du RFPPGNC.
13. Le 21 décembre, **Purcell Energy Ltd.** a reçu l'autorisation de modifier les conditions du puits Purcell et al Liard F-25A, conformément à l'alinéa 80(1)b) du RFPPGNC.
14. **Opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques** - Onze demandes ont été approuvées aux termes du paragraphe 5(1)b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* :

Compagnie	Région	Id. de la zone d'exploitation	Date
Petro-Canada Inc.	Delta du Mackenzie	9329-P028-003E	08 décembre 2000
Anderson Resources Ltd.	Delta du Mackenzie	9329-A066-001E	15 décembre 2000
Devlan Exploration Inc.	Tree River	9229-D028-001E	18 décembre 2000
AEC West Ltd.	Delta du Mackenzie	9329-A061-001E	21 décembre 2000
Burlington Resources . Canada Energy Ltd.	Delta du Mackenzie	9329-B063-001E	03 janvier 2001
Ressources Shell Canada Ltée	Delta du Mackenzie	9329-S006-009E	03 janvier 2001
Chevron Canada Resources Limited	Delta du Mackenzie	9329-C004-002E	17 janvier 2001
Northrock Resources Ltd.	Tertiary Creek	9229-N046-002E	17 janvier 2001
Canadian Natural Resources Limited	Colville	9229-C144-001E	19 janvier 2001
Canadian Natural Resources Limited	Colville	9233-C144-001E	23 janvier 2001
Petro-Canada Inc.	Delta du Mackenzie	9329-P028-004E	23 janvier 2001

# Appels et révision

## Appels

### Appels en instance

1. **Première nation des Chipewyan d'Athabasca c. British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro)**

La Première nation des Chipewyan d'Athabasca a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office, datée du 6 janvier 1999, suivant laquelle un permis d'exportation a été délivré à BC Hydro pour lui permettre de contracter certains arrangements pour l'exportation d'électricité. L'appel sera étudié, ainsi que l'appel no.2 ci-dessous, par la cour le 14 février.

2. **British Columbia Wildlife Federation et Steelhead Society of British Columbia (BC Wildlife et autre) c. British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro)**

La BC Wildlife et autre ont demandés à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office, datée du 6 janvier 1999, qui consistait à délivrer un permis d'exportation à BC Hydro pour lui permettre de contracter certains arrangements pour l'exportation d'électricité. L'appel sera étudié, ainsi que l'appel no.1 ci-dessus, par la cour le 14 février.

3. **Canadian Forest Oil Limited c. Chevron Canada Resources et Ranger Oil Limited**

Pour plus d'information concernant cette question, voir le point 1 sous la rubrique *Appels* dans le document *Activités de réglementation* en date du 31 août 2000.

## Révision

### Révision en instance

1. **Reservoir Safety Committee (Comité de sécurité du réservoir - CSR) - révision des permis d'exportation d'électricité délivrés à la British Columbia Power Exchange Corporation (Powerex) et à la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) (dossier 6200-B095-4-1)**

Le 17 octobre, le CSR a demandé une révision des permis d'exportation d'électricité EPE-118 et EPE-119 délivrés à Powerex et des permis EPE-124, EPE-125, EPE-126 et EPE-127 délivrés à BC Hydro. Dans sa demande, le CSR a déclaré que depuis 1980, 11 noyades se sont produites dans le réservoir Carpenter de BC Hydro. C'est là une conséquence du refus de BC Hydro de fournir une protection adéquate aux travailleurs et aux membres du public qui passent par l'installation de production de Bridge River, située dans le réservoir Carpenter. Le CSR a de plus déclaré que ce sont les inquiétudes de nombreux citoyens concernant l'exploitation de l'installation qui ont mené à la formation du CSR. Le but du CSR est de faire effectuer des améliorations importantes liées à la sécurité de l'installation. Le CSR a demandé à l'Office de révoquer les permis liés à l'exportation d'électricité produite par l'installation hydro-électrique de BC Hydro à Bridge River, jusqu'à ce que la sécurité des travailleurs et du public puisse être assurée.

Le 19 décembre, l'Office a envoyé une lettre au CSR l'informant qu'il maintiendra sa demande en suspens jusqu'à ce que le CSR ait observé l'article 44 des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie* (1995), notamment en ce qui concerne l'avis aux personnes potentiellement intéressées.

## Modifications aux règlements et règles

1. **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 complètera 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*.

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*.

2. **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 au [www.neb.gc.ca](http://www.neb.gc.ca), sous la rubrique *Système de dépôt électronique des demandes relatives à la réglementation, Documents liés au SDÉ*. 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 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.

**3. Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995) (les Règles) (dossier 185-A000-3)**

Le 18 décembre, l'Office a promulgué des amendements aux Règles en prévision d'une réforme de ces Règles concernant le mécanisme par lequel une compagnie pipelinère peut acquérir un intérêt dans des terres. En conséquence, les articles 55 et 56 des Règles sont remplacés. Cette modification a été publiée dans la partie II de la *Gazette du Canada* le 3 janvier 2001 comme document officiel DORS/2001-30.

**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 a été transmis au ministère de la Justice aux fins d'examen aux termes de la *Loi sur les textes réglementaires*.

**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 en 2001.

**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 soutient 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 % du coût de service d'une compagnie pipelinère.

Les modifications proposées au RRF ont été examinées par le ministère de la Justice aux termes de la *Loi sur les textes réglementaires*. Le 21 décembre, l'Office a approuvé la version finale des modifications au règlement et a autorisé la publication préalable dans la partie 1 de la *Gazette du Canada*.

**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

## Documents publiés en janvier

### Brochure

Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier 2001- Mise à jour

## 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

### *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*.

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

# Annexe I

## Demandes présentées en vertu de l'article 58

### Gazoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Canadian Hunter Exploration Ltd.	Dossier : 3400-C87-12) Ord. : XG-C87-82-2001	Demande datée du 3 janvier; approuvée le 18 janvier. Construire un gazoduc de 700 mètres, nommé East Ring Border Pipeline, à partir de l'Alberta jusqu'en Colombie-Britannique.	272 660
Consumers' Gas (Canada) Ltd.	Dossier : 3400-C283-15 En suspens	Demande datée du 31 octobre. Renforcement de l'assemblage du robinet dans la ville de Brampton. Le 15 novembre, l'Office a demandé un complément d'information à Consumers'.	10 000
Duke Energy Canada Pipeline Ltd.	Dossier : 3400-D28-2 Ord. : XG-D28-83-2001	Demande datée du 17 novembre; approuvée le 12 janvier. Construire un raccordement du gazoduc Kaiser au gazoduc Duke Energy West Doe.	10 000
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	Dossier : 3400-M124-9 Ord. : XG-M124-02-2001	Demande datée du 31 octobre; approuvée le 23 janvier. Construire une station de transfert de propriété pour Sempra Atlantic Gas Inc. à Dartmouth, en Nouvelle-Écosse.	1 370 000
	Dossier : 3400-M124-10 Ord. : XG-M124-03-2001	Demande datée du 16 novembre; approuvée le 23 janvier. Construire une station de transfert de propriété pour Sempra Atlantic Gas Inc. à New Glasgow, en Nouvelle-Écosse.	1 230 000
	Dossier : 3400-M124-8 En suspens	Demande datée du 29 septembre. Construire une station de réduction de pression à Point Tupper. Les 21 décembre 2000 et 26 janvier 2001, l'Office a demandé par lettres des compléments d'information à M&NP.	2 000 000
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-W5-263 Ord. : XG-W5-1-2001	Demande datée du 21 novembre; approuvée le 16 janvier. Remplacer et abaisser 110 mètres du pipeline Montney au croisement du St. John Creek.	129 000
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-W005-257 En suspens	Demande datée du 24 août. Modifications aux pipelines Laprise et Martin Wargen ainsi qu'au pipeline de prolongement Aitken Creek. Le 19 octobre, l'Office a demandé un complément d'information à Westcoast.	487 000

### Oléoducs

<i>Demandeur</i>	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Enbridge Pipelines Inc.	Dossier : 3400-E101-30 Ord. : XO-E101-01-2001	Demande datée du 20 novembre 2000; approuvée le 19 janvier. Treize projets.	2 358 400
	Dossiers : 3400-E101-32 & 33 Ord. : XO-E101-2-2001	Demandes datées du 5 janvier; approuvées le 26 janvier. Amélioration à la station Hilton et l'installation d'une valve de réduction de pression à la station Clarkson, en Ontario.	2 470 000

# 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 2001  
représentée par l'Office national de l'énergie

No de cat. NE12-5/2001-1F  
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 2001 as  
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE12-5/2001-1E  
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 SW  
Calgary, Alberta T2P 0X8  
Telephone: (403) 292-4800  
Telecopier: (403) 292-5503