



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**Novagas Clearinghouse  
Pipelines Ltd.**

**GH-1-96**

**Janvier 1996**

---

**Installations**

## **Office national de l'énergie**

---

### **Motifs de décision**

relativement à

**Novagas Clearinghouse Pipelines  
Ltd.**

Demande datée du 12 octobre 1995

**GH-1-96**

**Janvier 1996**

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1996  
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1996-3F  
ISBN 0-662-80799-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du:**

Bureau du soutien à la réglementation  
Office national de l'énergie  
311, sixième avenue s.-o.  
Calgary (Alberta)  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

**En personne, au bureau de l'Office:**

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1996  
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1996-3E  
ISBN 0-662-24112-6

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Regulatory Support Office  
National Energy Board  
311 Sixth Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 3H2  
(403) 292-4800

**For pick-up at the NEB office:**

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

## Table des matières

<b>Liste des figures</b> .....	ii
<b>Liste des annexes</b> .....	ii
<b>Abréviations</b> .....	iii
<b>Exposé et comparutions</b> .....	v
<b>1. Introduction</b> .....	1
1.1 Examen environnemental préalable .....	2
<b>2. Question de compétence</b> .....	4
2.1 Objection soulevée par Westcoast Energy Inc. ....	4
2.2 Opinions des parties .....	4
<b>3. Installations</b> .....	7
<b>4. Approvisionnement en gaz</b> .....	9
<b>5. Transport et marchés</b> .....	11
<b>6. Consultation publique, emprise, questions environnementales et socio-économiques</b> .....	13
<b>7. Questions financières, méthode de conception des droits et questions tarifaires</b> .....	14
7.1 Questions financières .....	14
7.2 Méthode de conception des droits et questions tarifaires .....	14
<b>8. Faisabilité du projet</b> .....	16
<b>9. Autres considérations</b> .....	18
<b>10. Dispositif</b> .....	20

## **Liste des figures**

1-1	Carte du projet pipelinier Pesh Creek . . . . .	3
3-1	Pipeline Pesh Creek : installations visées par la demande et installations connexes . . . . .	8

## **Liste des annexes**

I	Lettre de l'Office adressée à NCPL en date du 22 janvier 1996 . . . . .	21
II	Ordonnance XG-N62-5-96 . . . . .	22

## Abréviations

$10^3\text{pi}^3$	millier de pieds cubes
$10^6\text{pi}^3/\text{j}$	million de pieds cubes par jour
$10^9\text{pi}^3$	milliard de pieds cubes
Beau	Beau Canada Exploration Ltd.
C.-B.	Colombie-Britannique
cm	centimètre
CNRL	Canadian Natural Resources Limited
Cour	Cour d'appel fédérale
Gulf	Gulf Canada Resources Limited
Gulf et autres	Gulf, Beau et Ohio
ha	hectare
km	kilomètre
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m	mètre
$\text{m}^3$	mètre cube
$\text{m}^3/\text{j}$	mètres cubes par jour
mm	millimètre
NCL	Novagas Clearinghouse Ltd.
NCLP	Novagas Clearinghouse Limited Partnership
NCPL	Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd.
NCPLP	Novagas Clearinghouse Pipelines Limited Partnership
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie

Ohio

Ohio Resources Ltd.

Westcoast

Westcoast Energy Inc.

## **Exposé et comparutions**

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi») et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande, datée du 12 octobre 1995, présentée par Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd. aux termes de l'article 58 de la partie III de la Loi, pour obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter un gazoduc;

CONFORMÉMENT AUX instructions données par l'Office dans l'ordonnance GH-1-96.

DEMANDE ÉTUDIÉE au cours d'une audience orale tenue les 19 et 20 janvier 1996.

DEVANT :

K.W. Vollman	membre président
R. Priddle	membre
A. Côté-Verhaaf	membre
R. Illing	membre
R.L. Andrew, c.r.	membre

COMPARUTIONS :

BC Gas Utility Ltd.  
Beau Canada Exploration Ltd.  
Gulf Canada Ressources Limitée  
ministère de l'Énergie de l'Alberta  
ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique  
Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd.  
Northstar Energy Corporation  
Ohio Resources Ltd.  
Ranger Oil Limited  
Westcoast Energy Inc.

## Chapitre 1

# Introduction

---

Le 12 octobre 1995, Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd. («NCPL»), a déposé une demande pour obtenir une ordonnance aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), exemptant un gazoduc proposé de l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi. Les installations projetées (appelées pipeline Pesh Creek) comprennent 16,5 km de canalisation d'un diamètre extérieur de 273,1 mm et devraient coûter environ 3 millions de dollars. Le gazoduc permettra d'acheminer du gaz sec non corrosif d'une installation de séparation, de compression et de comptage que la compagnie projette de construire dans le nord-est de la Colombie-Britannique (appelée installation Peggo) jusqu'à une installation de comptage que projette de construire NOVA Gas Transmission Ltd. («NGTL») dans le nord-ouest de l'Alberta.

Les installations de raccordement en amont, qui sont toutes situées dans le nord-est de la C.-B., comprendront l'installation Peggo, un pipeline de collecte de 65 km de longueur jusqu'au champ Midwinter ainsi que des pipelines de collecte jusqu'aux champs Peggo et Tooga et, éventuellement, jusqu'au champ Helmet. Les installations de raccordement en aval comprennent l'installation de comptage de NGTL et 86 km de pipeline de NGTL pour raccorder l'installation de comptage jusqu'au point le plus rapproché du réseau NGTL existant. Les installations projetées, les pipelines de raccordement et les réseaux pipeliniers existants dans la zone du projet sont illustrés à la figure 1-1.

Dans une lettre datée du 21 novembre 1995, Westcoast Energy Inc. («Westcoast») a soutenu que la demande devrait être examinée aux termes des articles 52 et 24 plutôt qu'aux termes de l'article 58 de la Loi. Westcoast a soutenu que le pipeline Pesh Creek est un élément d'un projet de plus grande envergure qui comprend des installations de raccordement en amont et en aval. En raison du mémoire présenté par Westcoast, l'Office a invité NCPL, Westcoast et les personnes intéressées à présenter des commentaires sur les options de traitement de la demande qui s'offraient à l'Office.

Le 12 janvier 1996, après étude des commentaires déposés, l'Office a décidé de renvoyer la question de sa compétence à l'égard des installations de raccordement en amont et en aval à la Cour d'appel fédérale (la «Cour»). Une procédure écrite a été établie pour que toutes les personnes intéressées puissent présenter leurs commentaires et des faits additionnels au plus tard le 7 février 1996, et pour que les répliques à ces commentaires puissent être présentées au plus tard le 21 février 1996.

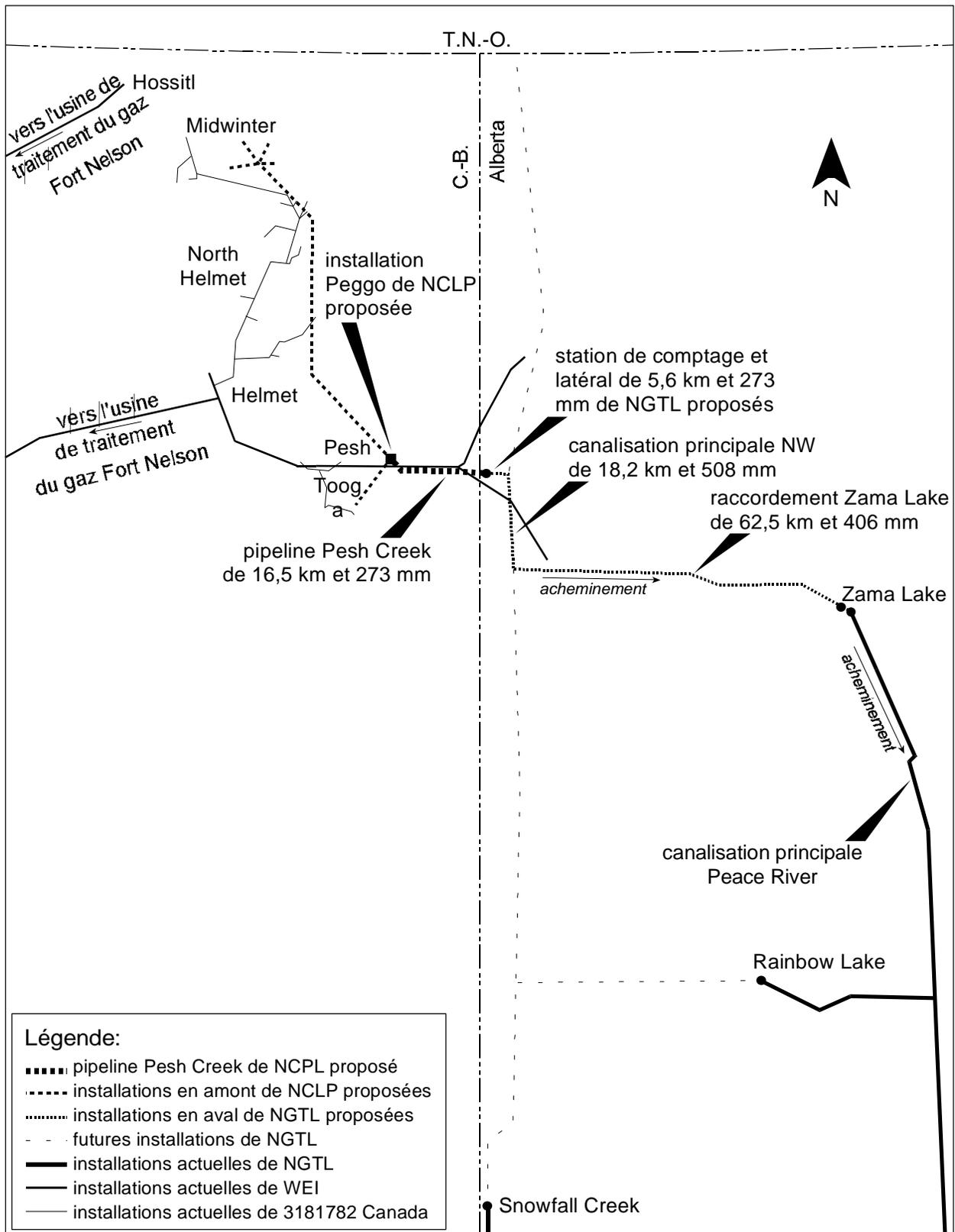
Dans une lettre datée du 15 janvier 1996, NCPL a demandé que l'Office revoit sa décision du 12 janvier 1996, faisant observer que cette révision empêcherait la construction des installations projetées cet hiver. Le 16 janvier 1996, l'Office a rejeté la demande de NCPL à l'effet qu'il revoit sa décision de renvoyer à la Cour la question de sa compétence à l'égard des installations de raccordement en amont et en aval. Toutefois, il a décidé d'examiner la demande au cours d'une audience publique orale. L'ordonnance d'audience GH-1-96, délivrée le 16 janvier 1996 et modifiée le 17 janvier 1996, énonçait les instructions pour l'audition de la demande.

L'audience a eu lieu à Calgary les 19 et 20 janvier 1996 et, à la clôture de l'audience, l'Office a réservé sa décision. Le demandeur a sollicité de l'Office qu'il rende publique sa décision en temps opportun de sorte que, si l'Office approuvait le projet, la construction pourrait aller de l'avant cet

hiver. Le 22 janvier 1996, l'Office a décidé de délivrer l'ordonnance XG-N62-5-96, dont les motifs suivraient, dans laquelle il approuve le pipeline Pesh Creek.

## **1.1 Examen environnemental préalable**

L'Office a mené un examen environnemental préalable des installations projetées conformément aux exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la «LCÉE»). Il a veillé à ce qu'il n'y ait pas de chevauchement entre l'examen fait aux termes de la LCÉE et son propre processus de réglementation.



## Chapitre 2

# Compétence

---

### 2.1 Objection soulevée par Westcoast Energy Inc.

Dès le début de l'audience, Westcoast a soulevé une question préalable de compétence. Westcoast a soutenu que les installations visées par la demande faisaient partie d'un projet de plus grande envergure, qui s'étendait sur plus de 40 kilomètres de long, et que, par conséquent, l'Office n'était pas habilité à instruire la demande aux termes de l'article 58 de la Loi. Westcoast a présenté une requête pour que l'Office ajourne l'audience jusqu'à ce que la Cour tranche la question de compétence, que l'Office avait l'intention de lui renvoyer, ou rejette la demande. L'Office a décidé de poursuivre l'audience, mais d'examiner au cours de la plaidoirie finale tous autres arguments que les parties voudraient présenter sur la question.

### 2.2 Opinions des parties

Westcoast a soutenu que l'Office ne pouvait se prononcer correctement sur les installations visées par la demande sans tenir compte des installations de raccordement en aval et en amont. À son avis, le pipeline Pesh Creek n'était qu'un élément d'un projet pipelinier de plus grande envergure, qui s'étendait sur plus de 160 km depuis le champ Midwinter, en Colombie-Britannique, jusque dans la région du lac Zama, en Alberta. Westcoast a défini le projet comme une entreprise intéressant trois compagnies NOVA associées, soit Novagas Clearinghouse Ltd. («NCL»), NCPL et NGTL. D'après Westcoast, le but global du projet résidait dans le transport interprovincial du gaz du champ Midwinter jusqu'au lac Zama. Westcoast a souligné que les faits de la cause ne différaient en rien de ceux dont l'Office avait été saisi dans l'instance GHW-1-92 (la «décision Altamont»). Dans cette cause, l'Office avait rejeté la demande présentée aux termes de l'article 58 de la Loi, en invoquant la nature et le but réels des installations proposées eu égard aux installations de raccordement en amont. Westcoast s'est appuyée sur le jugement de la Cour suprême du Canada dans la cause *U.T.U. v. Central Western Railway*<sup>1</sup> pour faire valoir que les installations projetées dépendaient entièrement de celles auxquelles elles seraient raccordées et que, par conséquent, ces installations de raccordement relevaient de la compétence de l'Office et devaient être considérées comme indissociables des installations visées par la demande. Westcoast était d'avis que l'Office ne pouvait recevoir la demande aux termes de l'article 58 de la Loi, car le projet dépassait 40 km de longueur.

Westcoast a également souligné que la question de compétence que l'Office avait décidé de renvoyer à la Cour suivant sa décision du 12 janvier 1996 deviendrait tout à fait théorique s'il donnait son aval aux installations projetées. Selon Westcoast, il était peu probable que le renvoi soit entendu si l'Office allait de l'avant et approuvait les installations proposées, puisque celles-ci seraient sans doute déjà construites au moment où le renvoi parviendrait à la Cour. En conséquence, Westcoast a soutenu que l'Office devait décliner sa compétence en la matière, tel qu'il l'a déjà fait dans l'instance GH-5-94 concernant la demande d'agrandissement des installations Fort St. John présentée par Westcoast, rejeter l'instance, comme dans la décision Altamont, ajourner la procédure en attendant l'issue du renvoi, ou

---

<sup>1</sup> [1990] 3 S.C.R. 1112

encore, assortir toute ordonnance rendue de conditions obligeant le demandeur à attendre jusqu'à trente jours après que la Cour ait statué sur le renvoi pour entreprendre la construction des installations projetées.

NCPL a fait valoir que l'Office était habilité à accorder une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi à l'égard des installations projetées. À son avis, le pipeline Pesh Creek pouvait être défini comme un élément distinct des installations de raccordement en aval et en amont. NCPL a souligné que cette interprétation concordait avec la décision rendue dans l'instance GH-5-94, où l'Office s'était déclaré incompétent pour rendre des ordonnances autorisant la construction et l'exploitation d'installations de collecte et de traitement du gaz situées en Colombie-Britannique. Pour ce qui concerne les installations en aval, NCPL a soutenu que la décision que l'Office avait rendue en septembre 1995 à l'égard de Niagara Gas Transmission Ltd. était pertinente. Dans cette affaire, la question de la compétence de l'Office s'était posée relativement à des installations requises pour assurer l'acheminement interprovincial du gaz naturel. NCPL a rappelé que l'Office, dans cette instance, n'avait pas considéré que les installations en aval des limites provinciales influaient sur la question de sa compétence. De la même façon, NCPL estimait que les installations situées en aval du pipeline Pesh Creek ne devraient pas être prises en considération dans la présente instance.

NCPL a noté que l'Office avait décidé de renvoyer à la Cour la question de savoir s'il avait compétence pour se prononcer à l'égard des installations de raccordement. De l'avis de NCPL, la question renvoyée à la Cour ne deviendrait pas toute théorique si l'Office approuvait les installations visées par la demande. En effet, la question que doit trancher la Cour, à son avis, est celle de savoir si les installations de raccordement en amont et en aval formeraient une entreprise ou un ouvrage interprovincial une fois qu'elles seraient exploitées de concert avec les installations visées par la demande. NCPL a indiqué que ce n'est que si l'Office remettait sa décision que la question renvoyée à la Cour deviendrait toute théorique, étant donné que le projet ne serait pas réalisé.

BC Gas Utility Ltd. («BC Gas» ) a soutenu que les installations proposées dans la demande constituent un ouvrage interprovincial qui répond à la définition de «pipeline» que l'on trouve à l'article 2 de la Loi. L'Office, par conséquent, est compétent pour instruire la demande et juger si les installations en question doivent être construites et exploitées. BC Gas a déclaré que le fait de rendre une décision à l'égard des installations projetées ne ferait pas du renvoi devant la Cour une question purement théorique, dans la mesure où les installations en question étaient construites ou qu'une des parties intéressées continuait d'en proposer la construction. BC Gas a souligné que la Cour est maintenant saisie de questions de fond concernant le domaine de compétence de l'Office et que les jugements rendus à cet égard donneront sans doute lieu à des appels devant la Cour suprême du Canada. La compagnie trouvait, par conséquent, que l'Office devait adopter une ligne de conduite qui évite d'entraver l'expansion continue de l'industrie du gaz naturel au Canada.

Gulf Canada Resources Limited («Gulf»), Beau Canada Exploration Ltd. («Beau»), et Ohio Resources Ltd. («Ohio») partageaient les opinions exprimées par NCPL et BC Gas. Gulf, Beau et Ohio («Gulf *et al*») estimaient que l'Office devait examiner la question de sa compétence à la lumière des intérêts de toutes les parties à l'instance et en tenant compte surtout des conséquences défavorables qu'entraînerait son refus d'entendre les éléments de preuve et de se prononcer à l'égard des installations faisant l'objet de la demande. Gulf *et al* a soutenu que la question de compétence soulevée par Westcoast n'était qu'un subterfuge pour retarder la construction des installations projetées, afin de protéger ses intérêts commerciaux. À son avis, les caractéristiques physiques des installations proposées étaient telles que

l'Office pouvait à bon droit entendre et juger la demande aux termes de l'article 58 de la Loi. *Gulf et al* a toutefois réitéré la position de NCPL selon laquelle l'Office, après la mise en service des installations de raccordement en amont et en aval, aurait peut-être à déterminer si ces installations relèvent bien de sa compétence, d'après les dispositions de la Loi constitutionnelle. *Gulf et al* estimait que tel était précisément l'objet de la question renvoyée devant la Cour, suivant la décision du 12 janvier 1996 de l'Office, et que cette question ne deviendrait pas purement théorique si l'Office accordait l'exemption demandée.

### *Opinion de l'Office*

Toutes les parties s'entendent pour dire que les installations visées par la demande franchissent une limite provinciale et ont moins de 40 kilomètres de longueur. Compte tenu de ces faits, l'Office estime avoir compétence pour instruire l'instance et déterminer s'il y a lieu d'accorder l'ordonnance que NCPL a demandée aux termes de l'alinéa 58(1)a) de la Loi.

L'étendue de la compétence de l'Office, en ce qui concerne les installations de raccordement, est une question d'ordre juridique qui laisse planer des doutes. C'est précisément de cette question que la Cour a été saisie dans le cadre de deux appels contre des décisions de l'Office et d'un renvoi. Qui plus est, l'Office, dans sa décision du 12 janvier 1996, a également renvoyé devant la Cour la question de compétence qui se pose dans le cas présent à l'égard des installations de raccordement.

À la lumière de ces faits, l'Office juge que la question de savoir si les installations de raccordement en amont et en aval sont de son ressort ou non devrait être traitée séparément de celle de savoir si l'Office peut, à bon droit, rendre une décision à l'égard des seules installations faisant l'objet de la demande. L'Office reconnaît qu'une fois que la Cour aura tranché certains des aspects de cette question de compétence, il lui faudra peut-être entendre les points de vue des parties intéressées au sujet de l'exploitation continue des installations projetées et de celles qui leur seront raccordées. L'étude de cette dernière question peut, à juste titre, être reportée.

L'Office constate que, dans le cas présent, la construction et l'exploitation des installations qui seront raccordées au gazoduc en aval et en amont ont été approuvées au niveau provincial. C'est donc dire que ces installations sont réputées être dans l'intérêt public des deux provinces directement touchées par leur construction et leur exploitation. Compte tenu de ces autorisations provinciales et de l'incertitude entourant les questions de compétence renvoyées devant la Cour, l'Office estime qu'il serait contraire à l'intérêt public de retarder la décision concernant les installations projetées.

## Chapitre 3

# Installations

---

Le pipeline Pesh Creek comprendra 16,5 km de canalisation de 273,1 mm de diamètre extérieur, qui permettra d'acheminer du gaz sec non corrosif de l'installation Peggo de Novagas Clearinghouse Limited Partnership («NCLP»), située au point d-83-c/94-P-8 dans le nord-est de la C.-B., jusqu'à l'installation de comptage que projette de construire NGTL au point 4-119-12 W6 dans le nord-ouest de l'Alberta. Le matériel connexe d'exploitation, y compris les installations de séparation, de compression et de comptage, les vannes de canalisation principale et les dispositifs de décharge, sera situé sur les installations de raccordement en aval et en amont. La figure 3-1 illustre l'ensemble des installations.

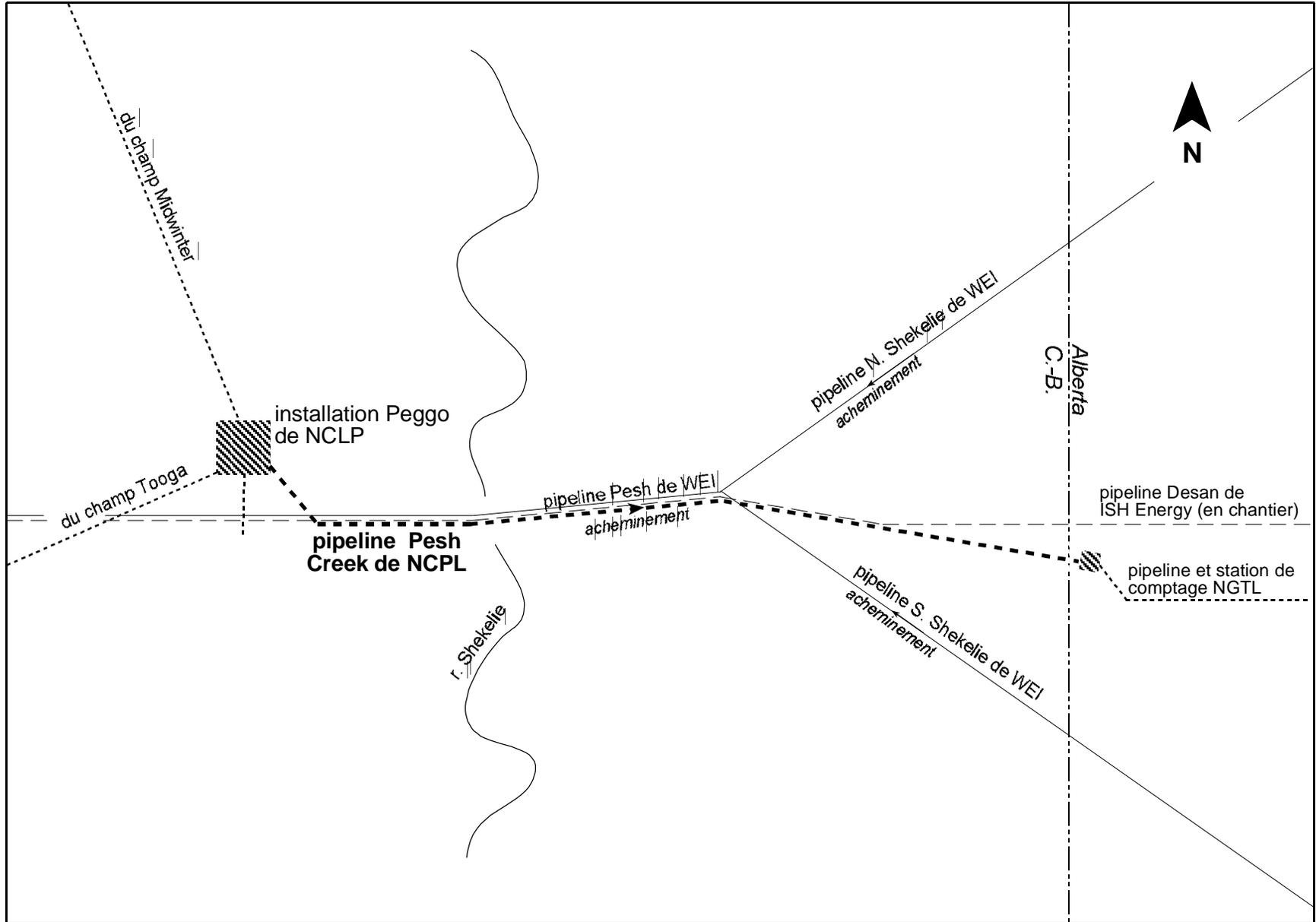
NCPL a déclaré que les installations projetées seront conçues, construites et mises à l'essai conformément à la norme CAN/CSA Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*, de l'Association canadienne de normalisation, aux exigences de la Loi et aux autres codes pertinents.

Au début, le pipeline transportera à partir de l'installation Peggo environ  $566 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz, extrait du champ Midwinter. En outre, une quantité pouvant atteindre  $142 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $5 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) sera extraite de chacun des champs Peggo et Tooga; du gaz pourrait aussi être extrait du champ Helmet. Le pipeline est conçu pour transporter jusqu'à  $1\,700 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $60 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ). Il n'est pas destiné à acheminer du gaz acide.

NCPL a indiqué que des producteurs autres que ceux appuyant la demande pourraient être intéressés à transporter du gaz par le pipeline Pesh Creek. Compte tenu du niveau général d'exploration et de mise en valeur dans la zone du projet, il semblerait que d'autres producteurs s'avanceraient et, par conséquent, il semble judicieux de construire un pipeline possédant une capacité de réserve.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est d'avis que les installations projetées ont été conçues et seront construites, mises à l'essai et exploitées conformément aux exigences de la Loi et au *Règlement sur les pipelines terrestres*. L'Office juge que la taille du pipeline convient.



## Chapitre 4

# Approvisionnement en gaz

---

NCL a indiqué que le gazoduc serait alimenté initialement par les puits de Gulf et Ohio de la formation Jean Marie du champ Midwinter. La compagnie a fourni à l'appui de sa demande de la documentation sur les six puits existants et des estimations sur les dix puits supplémentaires qui seront forés au cours de l'hiver 1995-1996. L'Office a reçu des données détaillées sur deux des six puits (d-79-B/94-P-15 et d-84-C/94-P-15).

Au cours de l'audience, Gulf a indiqué dans son témoignage que le forage de six des dix puits supplémentaires avait été réalisé et que les puits étaient à diverses étapes de l'évaluation. Gulf a transmis à l'Office des renseignements supplémentaires sur deux des puits dont la capacité de production est supérieure aux estimations initiales. De plus, la preuve apportée par Gulf concernant quatre puits (deux verticaux et deux horizontaux) forés par un autre exploitant a montré qu'on pouvait s'attendre à ce que les puits horizontaux produisent de l'ordre de trois fois plus que les puits verticaux.

Gulf et Ohio ont exprimé des préoccupations concernant le drainage de leurs réserves par d'autres puits du même champ qui sont exploités grâce au réseau de collecte et de traitement Fort Nelson de Westcoast. Des observations montrent que les puits de Gulf et Ohio accusent une baisse de pression de fond qui affecte les puits producteurs.

NCPL a présenté une étude indépendante des réserves réalisée en 1995 par AMH Group Ltd. à l'appui de ses estimations des réserves établies restantes (prouvées plus 50 % probables) de gaz commercialisable : les réserves des formations Jean Marie, Slave Point et Keg River s'élèveraient à  $9\,473\,10^6\text{m}^3$  ( $336\,10^9\text{pi}^3$ ), dont  $7\,307\,10^6\text{m}^3$  ( $259\,10^9\text{pi}^3$ ) dans la formation Jean Marie. Cette étude portait sur les champs Helmet, Helmet North, Midwinter, Peggo et Pesh. Elle a révélé que le potentiel non découvert commercialisable restant pourrait atteindre  $16\,324\,10^6\text{m}^3$  ( $579\,10^9\text{pi}^3$ ) selon les estimations les plus optimistes.

NCPL a aussi fourni une estimation de la capacité de production des réserves établies restantes commercialisables des cinq champs et du potentiel non découvert pour montrer que le gazoduc Pesh Creek fonctionnerait à plein rendement jusqu'en 2005.

Beau a envoyé une lettre à l'Office concernant les réserves potentielles de la zone South Peggo, connue sous le nom de zone Tooga; selon la compagnie, le potentiel de la formation Jean Marie dans la zone Tooga dépasserait les  $2\,830\,10^6\text{m}^3$  ( $100\,10^9\text{pi}^3$ ). Cependant, Beau n'a fourni à l'Office aucune preuve à l'appui de ces chiffres.

Westcoast considère que l'approvisionnement en gaz n'est pas suffisant pour justifier la réalisation du projet. Westcoast estime les réserves des champs Helmet, Helmet North, Midwinter, Peggo et Pesh à  $5\,417\,10^6\text{m}^3$  ( $191\,10^9\text{pi}^3$ ), dont  $4\,406\,10^6\text{m}^3$  ( $156\,10^9\text{pi}^3$ ) pour la formation Jean Marie. Westcoast estime que seulement  $1\,586\,10^6\text{m}^3$  ( $56\,10^9\text{pi}^3$ ) de la formation Jean Marie ne lui sont pas réservés et elle prévoit que l'on découvrira au cours des dix prochaines années un potentiel de l'ordre de  $11\,331\,10^6\text{m}^3$  ( $400\,10^9\text{pi}^3$ ).

Westcoast a présenté ses estimations de la capacité de production, d'une part, des champs Helmet North et Midwinter, et, d'autre part, de l'ensemble des champs alimentant les installations Fort Nelson, qui comprennent les champs Helmet North et Midwinter. Elle a présenté ces estimations à l'Office pour montrer que le champ Midwinter est très important pour le fonctionnement à plein rendement des installations Fort Nelson. Les estimations, faites par Westcoast, de la capacité de production des champs alimentant les installations Fort Nelson comprennent des volumes importants provenant des Territoires du Nord-Ouest, de l'Alberta (zone de Shekylie) et des additions futures aux réserves, y compris la production éventuelle de gaz acide dans la région de Fort Nelson à partir des horizons Slave Point et Keg River. Westcoast a déclaré que, même si l'on tenait compte de ces volumes, le rendement des installations Fort Nelson se situerait entre 78 % et 88 %.

Les partisans du projet ont indiqué qu'il n'était pas logique de contaminer du gaz non corrosif en le mélangeant à du gaz acide pour ensuite être obligé de traiter l'ensemble du gaz acheminé - et de payer les frais de traitement - dans les installations Fort Nelson.

Au cours de l'audience, Westcoast a interrogé des témoins de Gulf et d'Ohio sur l'approvisionnement. Westcoast était d'avis que le demandeur n'avait pas fourni assez de preuves pour que l'Office puisse décider que l'approvisionnement était suffisant.

Westcoast a mis en doute les estimations de Gulf et Ohio concernant les réserves et la production des dix puits qui seront forés pendant l'hiver 1995-1996. Westcoast a trouvé que les réserves attribuées à ces puits étaient trop élevées et elle a présenté des preuves pour montrer que jusqu'à présent les réserves moyennes des puits à forage horizontal dans la zone Midwinter étaient d'environ  $83 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $2,9 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ). Westcoast a indiqué dans son témoignage que les estimations concernant ces puits varient de  $15 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $0,5 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ) à  $265 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $9,4 \times 10^9 \text{ pi}^3$ ).

### *Opinion de l'Office*

Pour évaluer les réserves de cette zone, l'Office s'est servi des données et des rapports publics, ainsi que des renseignements plus récents présentés à l'audience, et il a comparé son analyse avec celle du demandeur et celle des intervenants. L'Office est convaincu qu'en fonction des estimations du demandeur relatives aux réserves établies restantes et au potentiel non découvert la construction des installations est justifiée.

L'Office considère que les estimations de productivité du demandeur sont raisonnables compte tenu des preuves présentées concernant l'utilisation de la technique des puits horizontaux.

L'Office a examiné les preuves relatives au drainage et il partage l'avis de Gulf et d'Ohio, à savoir que le drainage de leurs réserves a bien lieu.

## Chapitre 5

# Transport et marchés

---

À l'appui du projet de gazoduc Pesh Creek, Novagas Clearinghouse Pipelines Limited Partnership («NCPLP») a signé un *Gas Transmission Agreement, Term Sheet* (contrat de transport du gaz) avec quatre expéditeurs, soit avec Gulf, Ohio, et Beau pour le service garanti, et avec Canada Natural Resources Limited («CNRL») pour le service interruptible. Les contrats prévoient le transport du gaz résiduel des expéditeurs par le gazoduc projeté à partir de l'installation Peggo de NCLP, en Colombie-Britannique, jusqu'aux installations de raccordement proposées de NGTL en Alberta.

Les contrats de service garanti prévoient la livraison de  $567 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $20 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pour Gulf et Ohio et de  $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) pour Beau au cours d'une période minimale de cinq ans commençant le 30 avril 1996. Beau a la possibilité de porter le volume du contrat à  $283 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $10 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ). Le contrat avec CNRL, qui prévoit la livraison d'un maximum de  $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) de gaz dans le cadre du service interruptible à partir du 30 avril 1996, permet à CNRL de passer éventuellement à un service garanti. Sur réception d'un avis en bonne et due forme de l'expéditeur, NCPLP prolongera le terme des contrats de service garanti de deux ans.

En résumé, les contrats prévoient la livraison d'un minimum de  $708 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $25 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) et d'un maximum de  $850 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $30 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) dans le cadre du service garanti et de  $142 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) dans le cadre du service interruptible.

En plus de ces contrats, NCPL est en train de négocier avec d'autres producteurs des zones Tooga, Peggo et Helmet pour conclure des contrats de service de transport similaire afin de livrer du gaz qui sera vendu en Alberta. À cet effet, NCPL a reconnu qu'elle assumait le risque que le gazoduc ne fonctionne pas à plein rendement pendant les premiers temps.

Les contrats sont conditionnels à la signature entre l'expéditeur et NCLP d'un contrat «de collecte et de traitement de gaz *Gas Gathering and Processing Agreement, Term Sheet* (contrat de collecte et de traitement du gaz) relativement à la capacité des installations proposées de collecte et de traitement en amont. À cet égard, le ministre des Affaires municipales de la Colombie-Britannique a délivré le 29 décembre 1995 les autorisations nécessaires à la construction de ces installations. Pareillement, le 22 janvier 1996, le *Alberta Energy and Utilities Board* a délivré les autorisations nécessaires à la construction et à l'exploitation des installations en aval de NGTL.

NCL a signé un contrat de service garanti d'une durée de 15 ans, *Schedule of Service, Rate Schedule FS*, avec NGTL pour obtenir une capacité pipelinière en aval que NCL attribuera à chacun des expéditeurs susmentionnés pour répondre à leurs besoins respectifs. Le contrat de service de NGTL prévoit la livraison de  $902 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $32 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ) à compter du 1<sup>er</sup> avril 1996, puis de  $1 \text{ } 355 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$  ( $48 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$ ), à compter du 1<sup>er</sup> avril 1997.

Les expéditeurs ont indiqué que le gaz qui sera transporté par les installations en question sera incorporé dans leurs portefeuilles d'approvisionnement respectifs et alimentera le marché national et l'exportation à long terme et à court terme.

### *Opinion de l'Office*

L'Office est convaincu que les contrats signés pour la prestation du service garanti et du service interruptible et les engagements pris vis-à-vis du transport en amont et en aval indiquent clairement que les installations projetées sont nécessaires. Il est aussi convaincu que des contrats ont été passés ou le seront afin de garantir que ces installations seront utilisées à un niveau raisonnable pendant leur durée de vie économique.

## Chapitre 6

# Consultation publique, emprise et questions environnementales et socio-économiques

---

L'Office a préparé un rapport d'examen environnemental préalable du projet aux termes de la LCÉE et de son propre processus de réglementation. Outre les questions directement liées à l'environnement, le rapport traite des questions concernant la consultation publique, l'emprise et les questions socio-économiques.

Après examen du rapport d'évaluation environnemental, l'Office est d'avis que, compte tenu des mesures d'atténuation proposées et des mesures précisées dans les conditions ci-jointes, le projet NCPL ne devrait pas avoir d'effets environnementaux négatifs. Cela constitue une décision aux termes de l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE.

On peut se procurer une copie du rapport auprès du Bureau de soutien à la réglementation.

## Chapitre 7

# Questions financières, méthode de conception des droits et questions tarifaires

---

### 7.1 Questions financières

NCPL prévoit de financer le coût du projet, soit 2 957 000 \$, grâce à des fonds internes, à des instruments de crédit obtenus auprès d'institutions financières, ou les deux. Les contrats passés avec Gulf et Ohio, ainsi qu'avec Beau et CNRL, serviraient à appuyer en partie l'investissement de NCPL dans le projet. Aux termes de ces contrats, NCPL est prête à prouver sa solvabilité en entreprenant la construction des installations de transport. NCPL assume un niveau de risque lié au débit durant la période initiale d'exploitation des installations.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office n'a pas de préoccupations quant à l'aptitude de NCPL à financer le gazoduc proposé.

### 7.2 Méthode de conception des droits et questions tarifaires

NCPL a déposé des copies de ses contrats de transport passés avec Gulf et Ohio à l'égard du service garanti, et avec CNRL à l'égard du service interruptible. Un contrat avec Beau a été arrêté, mais il n'a pas encore été déposé. Toutefois, Beau a déclaré que ses conditions sont les mêmes que celles des contrats passés avec Gulf et Ohio. Les frais stipulés dans chaque contrat sont, pour 1996, de 0,12 \$ le millier de pieds cubes d'après le recouvrement des coûts annuels d'exploitation prévus de 400 000 \$ et une partie du rendement sur le capital. Ce coût unitaire sera indexé et rajusté annuellement d'après l'indice des prix à la consommation pour le Canada.

Les contrats prévoient un rajustement des taux lorsque les installations seront davantage utilisées et que les expéditeurs passeront contrat en sus de leurs engagements actuels. Les parties contractuelles pourraient aussi signer des accords formels de transport du gaz.

#### *Opinion de l'Office*

L'Office juge acceptable la méthode de conception des droits. Il note que toutes les parties acceptent les conditions de leurs contrats respectifs, que les frais de transport pour la quantité visée couvrent les coûts d'exploitation et contribuent au rendement sur le capital, et que rien n'empêchera d'autres expéditeurs d'acheminer leur gaz par le gazoduc.

#### **Décision**

**NCPL est tenue de déposer les accords formels susmentionnés dès qu'ils auront été signés, ainsi que tous nouveaux accords traduisant les changements apportés aux accords déjà déposés. NCPL peut aussi choisir de déposer un tarif général**

**décrivant ses conditions aux termes de l'alinéa 60(1)a de la Loi. En outre, NCPL est tenue de déposer des états financiers annuels vérifiés aux termes du paragraphe 5(2) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*.**

## Chapitre 8

# Faisabilité du projet

---

L'Office examine la faisabilité des installations en déterminant dans quelle mesure les installations seront utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée de vie économique et si les coûts liés à leur construction et leur exploitation seront recouverts. Pour ce faire, l'Office tient compte de tous les facteurs qu'il juge pertinents.

NCPL a noté que les installations projetées sont nécessaires pour permettre à Gulf, Ohio, Beau et CNRL de livrer le gaz non corrosif qui est extrait de l'ensemble de leurs gisements respectifs, situés dans le nord-est de la C.-B., jusqu'aux marchés actuels de l'Alberta et à l'est de l'Alberta. Pour ce faire, chaque expéditeur a signé un contrat de service garanti ou interruptible avec NCPL d'une durée minimale de cinq ans. Aux termes de son contrat, chaque expéditeur s'engage à verser une provision annuelle minimale et à payer des frais de transport s'élevant à 0,12\$ le millier de pieds cubes. NCPL pourra ainsi recouvrer ses coûts d'exploitation annuels, soit 400 000 \$, et il y aura contribution à son rendement sur le capital. L'indice des prix à la consommation pour le Canada est appliqué aux frais de transport. En outre, les contrats passés avec NGTL garantissent la disponibilité de la capacité pipelinière en aval pour une période de quinze ans.

Westcoast a soutenu que NCPL n'a pas prouvé la faisabilité économique du projet pipelinier Pesh Creek et elle a soutenu que la faisabilité ne pouvait être évaluée sans tenir compte des installations de collecte et de traitement en amont et des installations de transport en aval. Westcoast a soutenu que ses éléments de preuve montrent que les coûts supplémentaires de l'ensemble du projet sont très élevés, ce qui ne rend pas économique le pipeline Pesh Creek.

BC Gas a soutenu que les promoteurs du projet Pesh Creek ont passé des contrats privés et qu'ils ont donc assumé tous les risques connexes. BC Gas a soutenu que la demande devrait être approuvée et non rejetée si l'on se fonde sur des motifs économiques.

Les producteurs appuyant la demande ont indiqué que leur évaluation des droits exigés par Westcoast et de la date de mise en service prévue pour acheminer leur gaz non corrosif par le réseau de transport du gaz acide Westcoast, sous forme de mélanges, était inacceptable et qu'il rendrait non rentable la mise en valeur de leurs réserves de gaz non corrosif. Gulf, Ohio et Beau ont soutenu qu'il est peu sensé de les forcer à abandonner la mise en valeur de leurs réserves de gaz et de les pénaliser en raison du drainage de leurs réserves pour que Westcoast puisse préserver les grosses réserves de gaz non corrosif du nord-est de la C.-B. pour les acheminer par son réseau. Ils ont aussi soutenu que les installations sont sous-tendues par des contrats dans lesquelles tous les risques sont assumés par les parties contractantes.

Gulf et Beau ont indiqué qu'au cours des deux dernières années, elles ont fait des investissements considérables pour établir des réserves de gaz et des investissements récents pour assurer une capacité de production aux fins du projet pipelinier Pesh Creek. Les deux producteurs ont ajouté qu'ils poursuivraient leurs efforts en 1996 et qu'ils ont besoin des installations projetées pour leur permettre de vendre leur gaz et commencer à produire un rendement sur les investissements considérables qu'ils ont faits en amont.

### *Opinion de l'Office*

L'Office a établi à sa satisfaction que les installations projetées sont nécessaires pour permettre aux expéditeurs de mettre en valeur leurs réserves de gaz non corrosif dans le nord-est de la C.-B. et de vendre ce gaz.

L'Office a aussi établi à sa satisfaction que les contrats qui sous-tendent les installations projetées montrent clairement que les parties ont jugé que les aspects économiques du projet pipelinier Pesh Creek sont assez séduisants pour aller de l'avant. Ces contrats montrent aussi qu'ils sont disposés à assumer tous les risques, y compris le risque lié à la sous-utilisation des installations. Dans ces circonstances, l'Office juge économiquement faisable le projet.

## Chapitre 9

# Autres considérations

---

Dans sa preuve et sa plaidoirie, Westcoast a soutenu que l'approbation de projets comme le projet pipelinier Pesh Creek, qui permet de détourner le gaz de la C.-B. vers l'Alberta, a des incidences importantes pour Westcoast, ses expéditeurs et le régime de réglementation actuelle de l'Office, qui est en place depuis nombre d'années et dont tient compte Westcoast dans ses investissements. Westcoast a conclu que la forme traditionnelle de réglementation à l'égard de Westcoast et des conditions actuelles du service conviennent de moins en moins dans le nouveau contexte de marché.

Westcoast a aussi soutenu que la question concernant la compétence de l'Office à l'égard de ses installations de collecte et de traitement, énoncée dans la décision GH-5-94, a profondément affecté l'aptitude de Westcoast à répondre aux besoins de ses consommateurs et, en particulier, à élaborer des propositions compétitives, en temps opportun, en matière de tarif, de droits et d'installations relativement à ses installations de collecte et de traitement du nord-est de la C.-B.

Soulignant qu'une partie importante des contrats de service sous-tendant ses installations sont d'une durée d'un an et renouvelables sur préavis de six mois, Westcoast a soutenu que sa structure tarifaire actuelle augmente considérablement le risque que lui font peser les projets de dérivation tels que le projet pipelinier Pesh Creek. Westcoast a indiqué que l'expéditeur détenant un tel contrat peut facilement délaisser le réseau Westcoast en faveur de gazoducs de dérivation, ce qui expose Westcoast et le reste de ses expéditeurs au risque d'une sous-utilisation de l'investissement et à l'escalade des coûts du service.

Westcoast a soutenu que ses taux actuels d'amortissement pour les installations de collecte et de traitement sont basés sur une durée de production des réserves et n'ont pas été revus par l'Office depuis 1992. Aux termes de cette méthode, les frais d'amortissement de Westcoast sont calculés en divisant les installations amortissables pour chaque section tarifaire par la durée de production des réserves pour cette section. Westcoast a expliqué que ses frais d'amortissement pouvaient être affectés lorsque le gaz de la C.-B. sera détourné vers l'est par le réseau NGTL, ce qui réduira la durée de production des réserves et entraînera de graves préoccupations, en matière de droits et de coûts, pour Westcoast et ses expéditeurs.

En dernier lieu, Westcoast s'est dite préoccupée par le fait que la méthode de l'impôt exigible retenue par l'Office peut se traduire par des inégalités entre les générations d'expéditeurs. Westcoast a expliqué que les contrats de service à court terme actuels, associés à l'existence d'installations de dérivation tels que le gazoduc Pesh Creek, inciteront les expéditeurs à délaisser son réseau à un moment où de futurs impôts peuvent devenir exigibles.

Toutefois, Westcoast a reconnu que, bien qu'il croit que l'Office devrait tenir compte des questions de principe susmentionnées lorsqu'il rendra une décision sur la demande, ces questions intéressent une perspective plus vaste et ont des incidences importantes pour Westcoast et le reste de l'industrie du gaz. Westcoast a soutenu que ces questions seront traitées en profondeur en 1996 de concert avec toutes les parties touchées, en vue de soumettre de nouvelles propositions à l'Office.

NCPL a noté que Westcoast a eu la possibilité de soulever certaines des questions susmentionnées auprès de l'Office, nonobstant l'incertitude liée à la question de compétence. NCPL a aussi noté que Westcoast a été la seule partie à s'opposer à la demande; elle a soutenu que Westcoast visait à ralentir ou à stopper l'examen de la demande de NCPL et, par conséquent, à forcer les expéditeurs de NCPL à traiter et à acheminer, sous forme de mélanges, leur gaz non corrosif par ses installations de collecte et de traitement.

Gulf, Ohio et Beau ont noté que Westcoast a reconnu que le régime de réglementation actuel et la structure des droits et du tarif ne lui permettent pas d'être compétitive. Elles ont soutenu que Westcoast ne devrait pas compter sur l'Office pour résoudre ses problèmes commerciaux; elle devrait plutôt formuler ses propres plans et propositions d'affaires en ce qui a trait au service lié au gaz non corrosif pour pouvoir faire concurrence à des projets liés au gaz non corrosif, tels que le projet pipelinier Pesh Creek.

### *Opinion de l'Office*

L'Office reconnaît les questions de principe soulevées par Westcoast, mais il croit qu'en raison de leurs incidences profondes, elles dépassent le champ de la présente audience. Il incite Westcoast à les traiter durant la prochaine année, de concert avec d'autres parties, en vue de lui soumettre des propositions sur les droits et le tarif.

## Chapitre 10

# Dispositif

---

Ce qui précède, ainsi que la lettre de l'Office, en date du 22 janvier 1996, adressée par NCPL et l'ordonnance XG-N62-5-96 constituent les motifs de décision de l'Office relativement à la demande qu'il a examiné au cours de l'instance GH-1-96.

L'Office a établi à sa satisfaction, en se fondant sur la preuve présentée, que les installations projetées sont et demeureront d'utilité publique. Il est aussi d'avis que la conception et l'emplacement des installations conviennent pour que la construction et l'exploitation des installations se déroulent en toute sécurité et sans dommages pour l'environnement.

K.W. Vollman  
membre président

R. Priddle  
membre

A. Côté-Verhaaf  
membre

R. Illing  
membre

R.L. Andrew, c.r.  
membre

Calgary (Alberta)  
Janvier 1996

## Annexe I

# Lettre de l'Office adressée à NCPL en date du 22 janvier 1996

---

Dossier 3400-N062-1

Le 22 janvier 1996

### PAR TÉLÉCOPIEUR

M. Don J. Klisowsky  
Directeur, Développement de projet  
Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd.  
Bureau 800, 707 - 8<sup>e</sup> Avenue s.-o.  
Calgary (Alberta)  
T2P 3V3

N° de télécopieur : 781-3188

Objet : **Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd. («NCPL») - Demande liée à  
l'article 58 - Demande du 12 octobre 1995 - Pipeline Pesh Creek**

Monsieur,

L'Office a examiné la demande de NCPL, ainsi que la preuve produite et les arguments présentés par NCPL et les intervenants au cours de l'audience GH-1-96. Il a décidé de délivrer l'ordonnance XG-N62-5-96, qui autorise NCPL à construire le pipeline Pesh Creek sous réserve que soient respectées les conditions dont est assortie l'ordonnance XG-N62-5-96, ci-jointe. Les motifs de la décision rendue par l'Office suivront.

L'Office note que NCPL mettra à l'épreuve la résistance du pipeline à la pression à l'aide d'air comprimé. Il est d'avis que les résultats des essais devront être soigneusement examinés pour s'assurer que les essais sont adéquats; il faudra donc que NCPL les examine avant la mise en service du pipeline Pesh Creek. La compagnie devra donc, avant de mettre en service et d'exploiter son pipeline, obtenir de l'Office une autorisation de mise en service.

Le traitement comptable du coût du projet doit se faire conformément au *Règlement de normalisation de la compatibilité des gazoducs*. En outre, l'Office pourrait faire l'examen du coût du projet, y compris des dépassements éventuels, aux termes du mandat que lui confère la Partie IV de la Loi.

La présente ordonnance n'affecte pas la décision de l'Office, datée du 12 janvier 1996, de renvoyer devant la Cour d'appel fédérale une question de compétence concernant les installations qui seront raccordées au pipeline Pesh Creek. L'Office rappelle aux parties que les commentaires sur la question proposée ou les faits contenus dans la demande de NCPL, ainsi que tout fait additionnel qui pourrait être pertinent à la question renvoyée devant la Cour, doivent être reçus au plus tard le 7 février 1996 à 16 heures (HR).

p.j.

c.c. : Intervenants dans l'instance GH-1-96

## Annexe II

### Ordonnance XG-N62-5-96

---

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi») et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande, présentée conformément à l'article 58 de la Loi, déposée auprès de l'Office par Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd. («NCPL») sous le numéro de référence 3400-N062-1.

DEVANT l'Office, le 22 janvier 1996.

ATTENDU QUE l'Office a reçu une demande, déposée par NCPL en date du 12 octobre 1995, concernant la construction et l'exploitation d'un pipeline qui sera situé dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta;

ATTENDU QUE, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la «LCÉE»), l'Office a examiné les renseignements offerts par NCPL et a mené un examen environnemental préalable du projet;

ATTENDU QUE l'Office a déterminé, conformément à l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE, que le projet ne devrait pas causer d'effets environnementaux défavorables importants si l'on tient compte des mesures d'atténuation que NCPL projette d'appliquer;

ATTENDU QUE le demandeur estime à environ 3 millions de dollars le coût du projet;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande, ainsi que la preuve produite et les arguments présentés par NCPL et les intervenants à l'instance GH-1-96, et jugé qu'il est dans l'intérêt public d'accorder l'exemption sollicitée;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58 de la Loi, le projet comprenant la construction d'un gazoduc de 16,5 km de longueur et d'un diamètre extérieur de 273,1 mm, allant d'un point de d-83-c/94-P-8, en Colombie-Britannique, jusqu'à un point de 4-119-12 W6M de l'Alberta, selon la description plus précise donnée dans la demande, est exempté des dispositions de l'alinéa 30(1)a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi sous réserve des conditions suivantes :

Sauf indication contraire de la part de l'Office,

1. L'ordonnance expire le 31 décembre 1997 à moins que la construction du pipeline n'ait commencé à cette date.
2. NCPL appliquera ou fera appliquer toutes les politiques, méthodes, recommandations et procédures de protection de l'environnement, comprises

ou mentionnées dans sa demande et dans ses engagements pris envers d'autres organismes de réglementation, à l'exception des ajustements ou changements mineurs qui doivent être apportés aux méthodes, procédures et recommandations en raison de l'état du chantier. Ces changements seront étudiés par l'inspecteur en environnement de NCPL se trouvant sur le chantier et, sous réserve que le même niveau de protection de l'environnement soit maintenu, peuvent être appliqués sans autorisation préalable de l'Office. Les autorités fédérales, provinciales et(ou) locales pertinentes seront consultées, s'il y a lieu.

#### **Au moins dix jours avant le début des travaux de construction**

3. NCPL doit, avant le début des travaux de construction du pipeline Pesh Creek, déposer auprès de l'Office un ou des calendriers de construction détaillant les principaux travaux, et informer l'Office de toutes les modifications apportées aux calendriers à mesure qu'elle les apporte.
4. NCPL doit, avant le début de tout forage dirigé ou horizontal, soumettre à l'Office un plan détaillant les méthodes qui seront utilisées.
5. NCPL doit soumettre à l'Office, avant le début des travaux de construction, une copie de son plan d'intervention en cas de déversement, qui comprendra, sans toutefois s'y limiter, des renseignements sur les personnes chargées d'intervenir en cas de déversement éventuel et de nettoyer après un déversement, sur les matériaux et l'équipement d'intervention en cas de déversement et de nettoyage après un déversement, disponibles sur le chantier et à distance (il faut préciser le temps d'intervention), et les procédures générales qui seront employées pour contenir les déversements, nettoyer après un déversement et détruire les produits disséminés.

#### **Au moins dix jours avant la mise en service du pipeline**

6. NCPL doit, avant de mettre en service le pipeline, soumettre à l'Office un plan d'intervention environnementale, selon la section 6.2 de l'annexe 1 de la demande.