



Office national de l'énergie

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Westcoast Energy Inc.

Demande datée du 15 janvier 1996, dans sa version modifiée, visant l'acquisition d'installations, l'obtention d'un certificat en vue de les exploiter et la détermination de la méthode de conception des droits s'y rapportant.

MH-2-96

Juillet 1996

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

N° de cat. NE22-1/1996-13F
ISBN 0-662-81416-9

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. NE22-1/1996-13E
ISBN 0-662-24888-0

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

Liste des tableaux	ii
Liste des figures	ii
Liste des annexes	ii
Abréviations et définitions	iii
Exposé et comparutions	vi
Aperçu	viii
1. Introduction	1
1.1 La demande	1
1.2 Examen environnemental préalable	1
2. Installations et questions environnementales	3
2.1 Description	3
2.1.1 Pipelines	3
2.1.2 Stations de compression	4
2.2 Questions environnementales et foncières	5
3. Faisabilité économique	7
3.1 Autre offre d'achat	7
3.2 Utilisation des installations	10
3.3 Approvisionnement	12
4. Questions financières et conception des droits	13
4.1 Caractère raisonnable du prix d'achat	13
4.2 Méthode de conception des droits	15
5. Nécessité d'obtenir le consentement de la province	20
6. Dispositif	22
7. Opinion dissidente	23

Liste des tableaux

2-1	Stations de compression Helmet/Peggo	5
7-1.	Répartition des besoins en recettes supplémentaires liées à la demande pour les installations Helmet/Peggo	24

Liste des figures

1-1	Réseau de TGB Fort Nelson	2
2-1	Installations Helmet/Peggo	6

Liste des annexes

I	Liste des questions	26
II	Conditions du certificat	27
III	MO-6-96	28
IV	Ordonnance TGI-3-96	29

Abréviations et définitions

3181782	3181782 Canada Inc.
$10^6\text{pi}^3/\text{j}$	million de pieds cubes par jour
10^9pi^3	milliard de pieds cubes
Accord de TPT	accord concernant le transport par des tiers que Westcoast a conclu avec 3181782 pour être en mesure de fournir des services de transport à compter du 1 ^{er} janvier 1996, jusqu'à ce que l'Office rende une décision concernant sa demande.
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AET	accord sur les engagements relatifs au transport conclu entre 3181782 et chacun des vendeurs ayant un intérêt économique direct dans les installations Helmet/Peggo, en contrepartie des conditions liées à la vente de ces installations.
BC Gas	BC Gas Utility Ltd.
Canadian Hunter	Canadian Hunter Exploration Ltd.
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
C.-B.	Colombie-Britannique
COFI et autres	Council of Forest Industries de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation et Cominco Ltd.
CSA	Association canadienne de normalisation
Czar	Czar Resources Ltd.
d.e.	diamètre extérieur
GH-1-96	ordonnance d'audience GH-1-96 concernant la demande de Novagas visant le pipeline Pesh Creek.
GH-5-94	ordonnance d'audience GH-5-94 concernant la demande de Westcoast, dans sa version modifiée, touchant le projet d'agrandissement de Fort St. John
GPH	groupe des producteurs Helmet
GUE	groupe des utilisateurs des exportations
installations	désigne collectivement les installations Helmet/Peggo et les

	installations Hunter.
installations Helmet/Peggo	certain gazoducs et des installations connexes, conçues pour le service lié au gaz acide, situés dans les secteurs de production de gaz Helmet North, Midwinter et Peggo, dans le nord-est de la Colombie-Britannique; sauf indication contraire, désigne aussi les installations Hunter.
installations Hunter	trois segments de pipelines, conçus et construits pour le service lié au gaz non acide par Canadian Hunter, qui se raccordent aux installations Helmet/Peggo au point d'aspiration de la station de compression a-71-g.
km	kilomètre
kPa	kilopascal
kW	kilowatt
lb/po ²	livres par pouce carré
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
LIE	limite inférieure d'explosivité
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³	mètre cube
METP	ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la Colombie-Britannique
Ministère de la C.-B.	ministère de l'Emploi et de l'Investissement de la Colombie-Britannique
m ³ /j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
NCL	Novagas Clearinghouse Limited
NCLP	Novagas Clearinghouse Limited Partnership
NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.
Novagas	Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd.
Office, ONÉ	Office national de l'énergie
Orbit	Orbit Oil & Gas Ltd.

PMS	pression maximale de service
Politique relative à l'agrandissement des installations de TGB	politique approuvée par l'Office, dans le cadre de sa décision RH-1-90, suivant laquelle Westcoast déterminera s'il y a lieu d'imposer des frais supplémentaires à l'égard de nouvelles installations de collecte de gaz brut en comparant les recettes et les coûts de prestation des services pendant la plus courte des deux périodes suivantes : la durée du contrat ou la durée des réserves.
Ranger	Ranger Oil Limited
RPT	<i>Règlement sur les pipelines terrestres</i>
TGB	transport de gaz brut
vendeurs	détenteurs d'intérêts économiques directs dans les installations qui ont cédé leurs intérêts à 3181782
Westcoast, la compagnie	Westcoast Energy Inc.

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande datée du 15 janvier 1996, dans sa version modifiée, présentée par Westcoast Energy Inc. en vue de solliciter l'autorisation d'acheter certains gazoducs et des installations connexes dans les secteurs de production Helmet North, Midwinter et Peggo, situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique, la délivrance d'un certificat l'autorisant à exploiter les installations en question ainsi que l'autorisation de recouvrer les coûts liés aux installations dans le cadre du coût du service et des droits applicables à sa zone 1;

AUX TERMES DE l'ordonnance MH-2-96 de l'Office national de l'énergie;

ENTENDUE à Vancouver (Colombie-Britannique), les 17, 18, 19 et 24 juin 1996.

DEVANT :

R. Illing	membre président
R. L. Andrew	membre
J. A. Snider	membre

COMPARUTIONS :

J. Lutes I. Binnie R. Sirett	Westcoast Energy Inc.
N. J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
R. B. Wallace	Council of Forest Industries, Methanex Corporation et Cominco Ltd.
A. K. Fung	BC Gas Utility Ltd.
D. G. Davies	Canadian Hunter Exploration Ltd. et Ranger Oil Limited
R. C. Beattie	CanWest Gas Supply Inc.
F. J. Weisberg	groupe des utilisateurs des exportations
N. Mills	NOVA Gas Transmission Ltd.
D. A. Holgate	Novagas Clearinghouse Ltd.
H. D. Williamson	Orbit Oil & Gas Ltd.

S. R. Miller
R. Cameron

Petro-Canada

A. Reid

ministère de l'Énergie de l'Alberta

J. J. Camp
P. Pearlman

ministère de l'Emploi et de l'Investissement
de la Colombie-Britannique

B. de Jonge

avocat de l'Office

Aperçu

Dans une demande datée du 15 janvier 1996, Westcoast a sollicité, suivant le paragraphe 74(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), l'autorisation d'acheter de 3181782 Canada Inc. («3181782») certains gazoducs et installations connexes situés dans les secteurs de production Helmet North, Midwinter et Peggo dans le nord-est de la Colombie-Britannique («installations Helmet/Peggo») et, conformément à l'article 52 de la Loi, la délivrance d'un certificat l'autorisant à exploiter les installations Helmet/Peggo.

Le 16 février 1996, Westcoast a déposé une modification à sa demande concernant les installations Helmet/Peggo et a prié l'Office de déterminer, suivant la partie IV de la Loi, si elle devrait recouvrer une partie ou l'ensemble des coûts associés à ces installations dans le cadre du coût du service et des droits applicables à sa zone 1.

Le 4 juin 1996, Westcoast a déposé une autre modification à sa demande par laquelle elle sollicitait l'autorisation d'acheter les installations Hunter de 3181782 et d'en intégrer le coût aux droits applicables à sa zone 1, comme dans le cas des installations Helmet/Peggo.

L'audience s'est tenue à Vancouver (Colombie-Britannique), les 17, 18, 19 et 24 juin 1996.

Au cours de l'audience, le groupe des producteurs Helmet (composé de Canadian Hunter Exploration Ltd., Orbit Oil and Gas Ltd. et Ranger Oil Limited) a appuyé la demande de Westcoast. La demande fut cependant contestée par le Council of Forest Industries de la Colombie-Britannique, Methanex Corporation, Cominco Ltd., BC Gas Utility Ltd., le groupe des utilisateurs des exportations, Novagas Clearinghouse Ltd. et le ministère de l'Emploi et de l'Investissement de la Colombie-Britannique.

L'Office a autorisé Westcoast à faire l'acquisition des installations Helmet/Peggo et Hunter, et a délivré à cette fin l'ordonnance MO-6-96, qui figure à l'annexe III des présents motifs de décision.

L'Office a approuvé la demande de Westcoast en vue de remplacer des filtres coalescents et les boulons de compresseurs des stations de compression Helmet/Peggo.

Compte tenu de la preuve produite, l'Office a établi à sa satisfaction que les installations seront utilisées à un niveau raisonnable, et qu'elles sont et demeureront d'utilité publique. Par conséquent, l'Office recommandera au gouverneur en conseil de délivrer un certificat, lequel sera assorti des conditions énoncées à l'annexe II des motifs.

Pour ce qui concerne les questions visées à la partie IV de la Loi, l'Office autorise Westcoast à intégrer 46,7 % des coûts associés aux installations Helmet/Peggo et Hunter au coût du service et aux droits applicables à sa zone 1. Westcoast recouvrera le reste des coûts, soit 53,3 %, par le truchement des ententes contractuelles négociées avec les expéditeurs Helmet/Peggo. À cet égard, l'Office a ordonné à Westcoast de déposer, conformément au paragraphe 60(1) de la Loi, les droits qu'elle exigera des expéditeurs Helmet/Peggo et Hunter. L'Office estime que la décision qu'il a rendue est spécifique au cas, et que les parties ne devraient pas y voir une politique de l'Office susceptible de s'appliquer à de futures demandes.

Ayant examiné le rapport d'examen environnemental préalable et les observations reçues à son sujet, l'Office est d'avis que l'exploitation des installations Helmet/Peggo n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées ainsi que des conditions énoncées dans le rapport d'examen préalable. Cette décision est prise aux termes de l'alinéa 20(1)a) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

Chapitre 1

Introduction

1.1 La demande

Westcoast Energy Inc. («Westcoast») a déposé une demande datée du 15 janvier 1996, modifiée le 16 février 1996, auprès de l'Office national de l'énergie (l'«Office» ou l'«ONÉ») aux termes :

- a) du paragraphe 74(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), pour solliciter l'autorisation d'acheter de 3181782 Canada Inc. («3181782») certains gazoducs et des installations connexes dans les secteurs de production Helmet North, Midwinter et Peggo, situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique (les «installations Helmet/Peggo»);
- b) de l'article 52 de la Loi, pour obtenir un certificat l'autorisant à exploiter les installations Helmet/Peggo;
- c) de la partie IV de la Loi, pour demander à l'Office de déterminer si elle devrait recouvrer une partie ou l'ensemble des coûts associés à ces installations dans le cadre du coût du service et des droits applicables à sa zone 1.

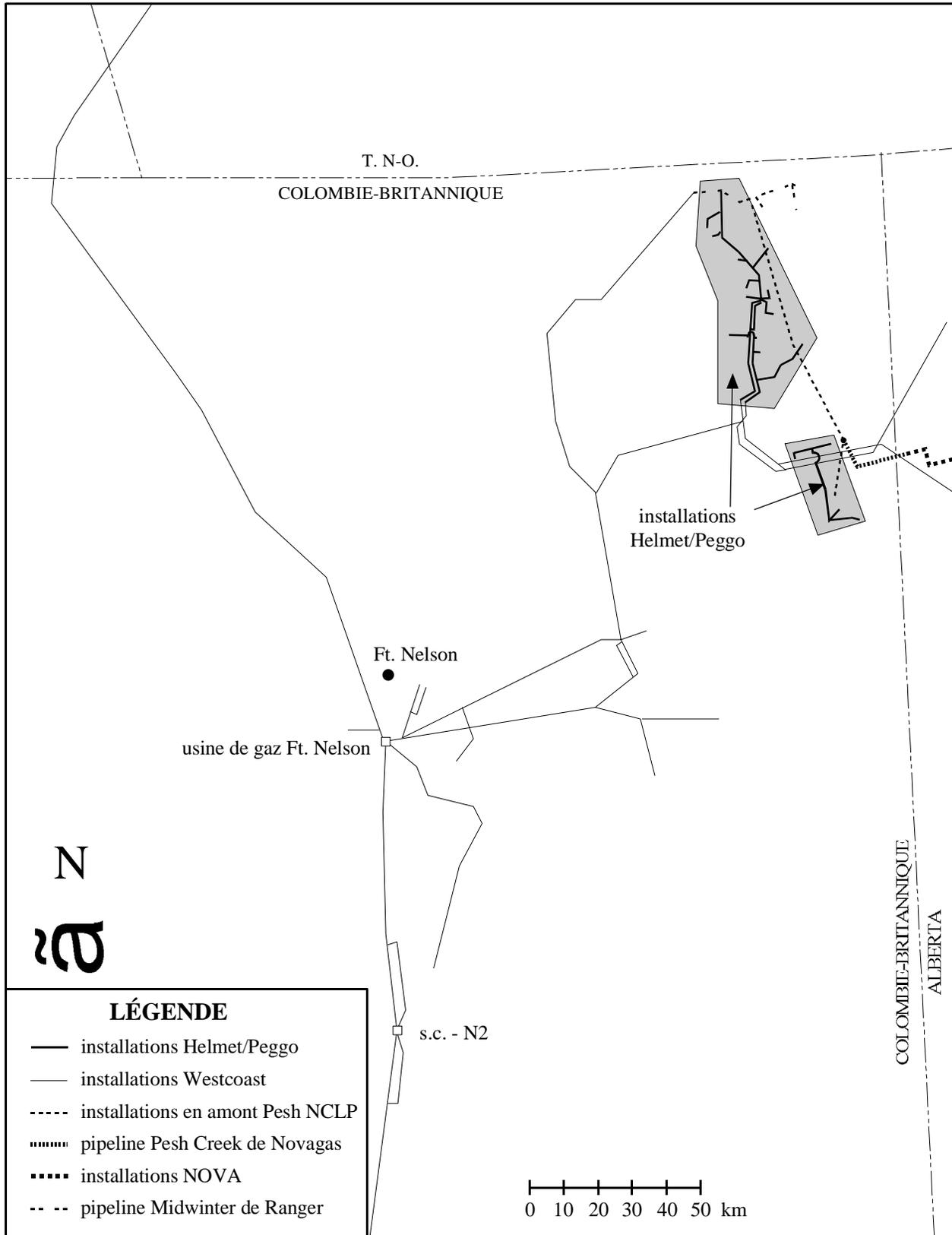
Le 4 juin 1996, Westcoast a déposé une modification à sa demande pour solliciter l'autorisation d'acheter trois segments de pipelines (les «installations Hunter»), totalisant 8,8 km de longueur, qui sont connectés aux installations Helmet/Peggo au point d'aspiration de la station de compression a-71-G.

La figure 1-1 montre l'emplacement des installations Helmet/Peggo par rapport au réseau de transport de gaz brut (TGB) Fort Nelson, de Westcoast.

1.2 Examen environnemental préalable

L'Office a mené un examen environnemental préalable concernant l'effet de l'exploitation des installations visées par la demande, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (la «LCÉE»). Il a veillé à ce qu'il n'y ait pas de chevauchement entre les exigences de la LCÉE et sa propre démarche de réglementation.

Figure 1-1
Réseau de transport du gaz brut Fort Nelson



Chapitre 2

Installations et questions environnementales

2.1 Description

2.1.1 Pipelines

Les installations Helmet/Peggo comprennent 45 segments de pipelines, totalisant 173 km de longueur, dont le diamètre extérieur («d.e.») varie de 88,9 mm à 219,1 mm. Elles sont situées à environ 150 km au nord-est de Fort Nelson (C.-B.); elles collectent le gaz provenant des puits exploités dans les secteurs North Helmet, Midwinter et Peggo, et le livrent aux pipelines de transport du gaz brut de Westcoast, en vue de son acheminement à l'usine de traitement de gaz Fort Nelson. Les installations Helmet/Peggo ont été construites entre 1981 et 1995, et elles sont conçues pour le service lié au gaz acide.

Les installations Helmet/Peggo comportent trois éléments, à savoir les tronçons Helmet North et Helmet East (comprenant le pipeline Helmet) et le pipeline Peggo. Voir le schéma des installations à la figure 2-1.

Le tronçon Helmet North comprend 25 segments de pipelines, dont deux conduites de 168,3 mm de d.e. qui franchissent la rivière Petitot. Il amène le gaz du secteur Midwinter et de points plus au sud jusqu'à la station de compression c-35-K, où il est comprimé et acheminé au prolongement Northwest Helmet (219,1 mm de d.e.) et aux canalisations de doublement North Helmet (406,4 mm de d.e.).

Le tronçon Helmet East comprend 13 segments de pipelines. Commençant au nord-ouest de la station de compression c-96-B, il longe le tronçon Helmet North, à partir de la station c-96-B, jusqu'aux environs de la station c-35-K, où il se connecte directement au réseau actuel de transport du gaz brut de Westcoast.

Le pipeline Peggo est composé de sept segments qui se raccordent à des pipelines existants de Westcoast, soit au pipeline Helmet (273,1 mm de d.e.) et au doublement Southeast Helmet (406,4 mm de d.e.).

Les installations pipelinières ont été conçues, construites et mises à l'essai conformément à la norme CAN/CSA-Z184 de l'Association canadienne de normalisation, pour accepter une pression maximale de service («pms») de 9 930 kPa (1 440 lb/po). Westcoast a indiqué que les pipelines répondent aux exigences de la norme CSA-Z662-M94 visant les pipelines de transport du gaz acide. Westcoast a précisé que chaque segment de pipeline est documenté sur une formule PL102 (déclaration des spécifications du pipeline «tel que construit») et que les formules ont été approuvées par les autorités provinciales.

Le 4 juin 1996, Westcoast a déposé une modification à sa demande afin d'y inclure trois autres segments de pipelines (les «installations Hunter»), totalisant 8,8 km de longueur, qui se connectent aux installations Helmet/Peggo au point d'aspiration de la station de compression a-71-G. Les installations Hunter, construites en 1995, sont conçues pour le service lié au gaz non acide.

Westcoast a inspecté les installations Hunter et a jugé qu'elles satisfont aux exigences du *Règlement sur les pipelines terrestres* («RPT») ainsi qu'à la norme CAN/CSA-Z184-M92 relative aux pipelines de transport du gaz non acide.

2.1.2 Stations de compression

Les installations Helmet/Peggo comprennent six stations de compression, comme l'indique le tableau 2-1.

Westcoast a déclaré qu'elle a inspecté les stations de compression pour en vérifier la conformité au RPT et à la norme CAN/CSA-Z184-M92 visant les pipelines de transport du gaz acide. Ayant relevé plusieurs lacunes dans les installations, Westcoast a proposé d'exécuter les petits projets d'immobilisations suivants afin d'adapter les installations Helmet/Peggo pour le service lié au gaz acide.

- remplacement des filtres coalescents
- remplacement des boulons des compresseurs

Westcoast a également noté les lacunes suivantes du point de vue des dispositifs de détection de gaz et d'incendie. Elle a précisé que l'équipement requis ne fait pas partie des immobilisations et qu'il sera installé au cours de 1996 dans le cadre d'autres travaux d'exploitation et d'entretien .

- équipement de détection de gaz à la limite inférieure d'explosivité (LIE) dans le bâtiment de compression b-30-B, dans le bâtiment de comptage à c-35-K, et dans les bâtiments de déshydratation à c-96-B, b-30-B et a-84-J.
- équipement de détection d'incendie dans le bâtiment de comptage à c-35-K et dans les bâtiments de déshydratation à c-96-B, b-30-B et a-84-J.

Opinion de l'Office

L'Office a établi à sa satisfaction que les installations Helmet/Peggo et les installations Hunter ont été convenablement conçues, construites et mises à l'essai pour le service lié au gaz non acide. L'Office est également d'avis qu'après l'exécution des petits projets d'immobilisations et autres projets envisagés, les installations Helmet/Peggo seront propres à assurer le service lié au gaz acide.

Tableau 2-1
Stations de compression Helmet/Peggo

Station	Compresseur	Puissance (kW)	Date d'installation
c-35-K	unité 1	310	1987
	unité 2	550	1985
	unité 3	1 045	1989
	unité 4	1 045	1993
a-71-G	unité A	1 045	1991
	unité B	1 045	1991
	unité C	1 045	1992
	unité D	1 045	1991
a-84-J	unité 1	1 045	1991
b-30-B	unité 1	150	1991
c-96-B	unité 1	340	1991
d-A69-D	unité 1	450	1989
	unité 2	810	1994

2.2 Questions environnementales et foncières

L'Office a préparé un rapport d'examen environnemental préalable suivant la LCÉE et les exigences de sa propre démarche de réglementation. Conformément à l'ordonnance d'audience MH-2-96, l'Office a rendu le rapport public.

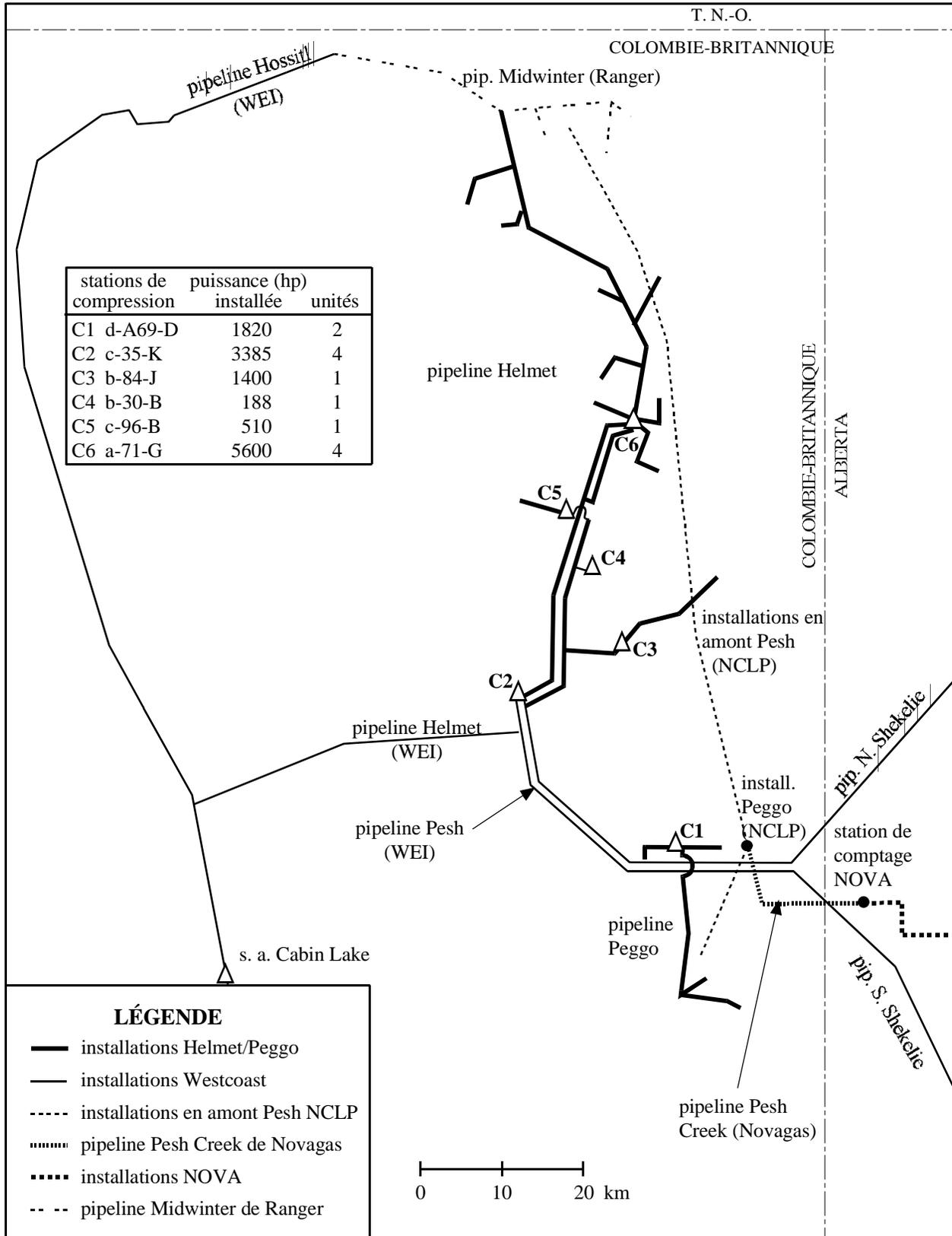
Les installations en cause se trouvent entièrement sur des terres publiques provinciales. Toutes les installations, y compris les stations de compression, sont érigées à l'intérieur d'emprises légales accordées par le ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la Colombie-Britannique («METP»). Westcoast a indiqué qu'elle a présenté une demande au METP pour se voir transférer les emprises. Elle a ajouté que les emprises seront ensuite enregistrées au nom de Westcoast au bureau des titres fonciers.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné le rapport d'examen environnemental préalable et il est d'avis que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées et des conditions énoncées dans le rapport d'examen, l'exploitation des installations visées n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants pour l'environnement. Cette décision se fonde sur l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE.

L'opinion de l'Office est présentée aux annexes I et II du rapport d'examen environnemental préalable. On peut obtenir une copie du rapport sur demande, en s'adressant au Bureau du soutien à la réglementation de l'ONÉ.

**Figure 2-1
Installations Helmet/Peggo**



Chapitre 3

Faisabilité économique

3.1 Autre offre d'achat

Westcoast a appris, à l'été de 1995, que Novagas Clearinghouse Limited Partnership («NCLP») et Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd («Novagas») projetaient de construire un gazoduc qui s'étendrait de la C.-B. jusqu'en Alberta. Le nouveau pipeline amènerait le gaz des champs Midwinter, Helmet North, Peggo et Pesh jusqu'au réseau pipelinier de NOVA Gas Transmission Ltd («NOVA»), ce qui, dans l'opinion de Westcoast, revenait à contourner son propre réseau. Westcoast a également su que certains des propriétaires des installations visées par la demande voulaient vendre leurs intérêts dans celles-ci.

La figure 2-1 montre l'aménagement des installations et les conduites qui leur sont adjacentes ou connectées.

Le tronçon nord des installations en amont Pesh de NCLP débute dans le secteur Midwinter, entre les installations Helmet/Peggo et le pipeline Midwinter de Ranger, et s'étend vers le sud jusqu'à l'installation Peggo de NCLP. Le tronçon sud des installations en amont Pesh de NCLP s'étend de l'installation Peggo en direction sud-ouest jusqu'au secteur de production Peggo. Les installations précitées sont conçues et construites pour le service lié au gaz acide. Le pipeline Pesh Creek de Novagas commence à l'installation Peggo de NCLP, croise le pipeline Pesh de Westcoast, puis s'étend vers l'est jusqu'à la station de comptage NOVA, située au terminal du pipeline Pesh Creek de Novagas en Alberta. Le pipeline Pesh Creek de Novagas était l'objet de l'instance GH-1-96.

Westcoast s'inquiétait des conséquences économiques d'un éventuel détournement du gaz, étant donné qu'elle possède des immobilisations importantes dans le bassin versant Fort Nelson et que ses accords actuels de services de traitement et de transport sont à court terme, puisqu'ils sont assortis de droits de renouvellement perpétuels¹. Les préoccupations de Westcoast étaient liées à la possibilité que NCLP achète les installations en cause, ce qui créerait une menace de détournement. Westcoast a déterminé qu'environ $2\,125\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($75\,10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz passant par les installations pourraient être détournés vers l'est au moyen du pipeline de détournement projeté, ce qui aurait un gros impact sur les recettes et les droits associés aux installations dans la zone 1.

Pour prévenir cette situation, Westcoast, en octobre 1995, a fait présenter une offre d'achat par 3181782, une filiale en pleine propriété, en vue de l'acquisition d'environ 95 % des intérêts économiques directs des propriétaires actuels des installations Helmet/Peggo. L'offre a été acceptée et Westcoast poursuit les négociations en vue d'acheter le reste des intérêts des propriétaires, soit environ 5 %. Le prix d'achat proposé aux vendeurs était fondé sur un prix de base de 30 millions de dollars pour la totalité des intérêts dans les installations. En février 1996, 3181782 a acheté d'Inland Gas &

Les expéditeurs dans le réseau de TGN de Westcoast peuvent renouveler leurs accords de service garanti de façon annuelle.

Oil Ltd. et de Canadian Hunter la totalité de leurs intérêts dans les installations Hunter, au prix de 666 933 \$.

Dans son mémoire, Westcoast a fait valoir que les installations qu'elle projette d'acheter constituent un prolongement logique de son réseau actuel dans la zone riche en ressources de Fort Nelson. Westcoast a également soutenu qu'étant donné que le gaz demeurera dans son réseau, ces installations représenteraient un approvisionnement supplémentaire, par rapport à la solution du détournement.

Tel que mentionné plus haut, Westcoast se préoccupait de l'incidence qu'aurait un pipeline de détournement et de l'offre d'achat faite par NCL. Westcoast a soutenu que les expéditeurs actuels dans son réseau paieraient moins de droits si elle achetait les installations qu'ils ne le feraient dans le cas d'un détournement. Pour illustrer sa position, Westcoast a présenté une comparaison des besoins en recettes dans l'un et l'autre cas :

- premier cas : Westcoast achète les installations et en intègre le coût aux droits actuels perçus dans la zone 1; deuxième cas : Westcoast n'achète pas les installations et le gaz est détourné.
- cette comparaison, qui portait sur dix ans (1996-2006), examinait deux scénarios : scénario 1, seul le gaz transporté par le réseau Helmet/Peggo est détourné; scénario 2, tout le gaz provenant du secteur Helmet/Peggo est détourné.

Selon le scénario 1, l'achat des installations entraîne une hausse annuelle moyenne des droits de 4 % dans la zone 1, mais une diminution de 2,1 % dans la zone 2 et de 3,5 % dans la zone 3. Selon le scénario 2, où tout le gaz provenant du secteur Helmet/Peggo est détourné, l'achat des installations se solde par une hausse annuelle moyenne des droits de 1,3 % dans la zone 1, mais une diminution de 3,6 % dans la zone 2 et de 6,1 % dans la zone 3.

Westcoast a souligné que si elle perdait le gaz Helmet/Peggo au profit du pipeline de détournement, il ne serait pas remplacé par du gaz provenant d'ailleurs dans la région de Fort Nelson. Westcoast a avancé que les résultats décevants (sauf dans la zone Jean Marie) du programme de forage mené dans la région de Fort Nelson corroborent cette assertion. Décrivant la zone Jean Marie comme la «zone prometteuse» du nord-est de la C.-B, Westcoast a souligné qu'obtenir la prorogation de ses contrats d'approvisionnement et l'engagement des vendeurs à faire de leur mieux pour mettre en valeur le secteur Jean Marie et produire un volume supplémentaire de 1 840 10³m³ de gaz par jour, constitue une condition importante pour le maintien des taux d'utilisation de ses installations de traitement et de transport du gaz brut.

Le ministère de la C.-B. et BC Gas ont contesté l'affirmation de Westcoast voulant que le gaz Helmet/Peggo représente un approvisionnement supplémentaire, à l'inverse de la solution du détournement, et ont trouvé irréaliste son hypothèse d'un détournement éventuel du gaz. Ils ont fait valoir que les contrats d'approvisionnement déjà conclus pour le gaz provenant du secteur desservi par les installations aurait pour effet d'empêcher la résiliation massive de contrats qui préoccupe Westcoast et de prévenir que les réserves soient unilatéralement détournées vers un nouveau pipeline. Ils ont souligné, en outre, que certaines des ressources en gaz étant acides, il faudrait en assurer le traitement (à l'usine de Fort Nelson ou dans une nouvelle usine de traitement) avant qu'elles soient envoyées vers le réseau Nova, ce qui limiterait la tendance à se défaire de contrats.

BC Gas a également soutenu que Westcoast n'avait pas appliqué les bons critères économiques relativement au détournement, puisqu'elle avait omis de faire une analyse économique des choix offerts aux producteurs pour déterminer ce qu'il lui en coûterait au minimum pour conserver ces clients dans son réseau; elle a aussi reproché à Westcoast de n'avoir pas tenu compte des coûts du pipeline Hossitl/Midwinter au moment d'analyser l'incidence sur les droits. BC Gas a indiqué que, à sa connaissance, l'Office n'avait pas de politiques ou de traditions particulières dictant le traitement tarifaire qu'il convenait d'appliquer, en régime de concurrence, aux installations de TGB que Westcoast souhaite acquérir, et qu'il ne devrait pas se sentir obligé d'approuver l'intégration des coûts, tel que le souhaite le demandeur.

Le Council of Forest Industries, Methanex Corporation et Cominco Ltd. (le groupe «COFI et autres») et le groupe des utilisateurs des exportations («GUE») ont indiqué qu'ils appuyaient, d'une façon générale, la position et les vues avancées par le ministère de la C.-B. et BC Gas. Selon COFI et autres, la preuve que Westcoast a fournie pour démontrer les avantages que l'achat des installations aurait pour son réseau était limitée et n'était pas concluante pour les raisons suivantes : (1) Westcoast a exagéré l'impact de la menace de détournement; (2) les volumes en cause sont relativement modestes par rapport à la production annuelle et aux réserves totales dans la région de Fort Nelson; (3) Westcoast a surestimé les recettes; et (4) la sous-utilisation des installations est également exagérée. COFI et autres ont dit appuyer l'utilisation de taux de détournement et de taux de conservation de charge lorsque c'est manifestement dans l'intérêt de tous les utilisateurs.

Le GUE a soutenu que la demande de Westcoast allait à l'encontre de la tendance nord-américaine visant à déréglementer les installations de collecte et de traitement du gaz naturel et à favoriser la concurrence dans ce secteur de l'industrie.

Le groupe des producteurs Helmet («GPH») soutenait la demande; il était d'accord avec l'assertion de Westcoast à l'effet que la menace de détournement était réelle et que Czar Resources Ltd (maintenant Ranger) n'était pas intéressée à obtenir un taux de détournement de Westcoast. Le GPH a déclaré que le bon sens économique dicte que, si Novagas avait réussi à acheter les installations, le gaz aurait été acheminé vers l'est pour que les producteurs n'aient pas à verser des droits à la fois à Novagas et à Westcoast. Le GPH a aussi déclaré que le droit timbre-poste de NOVA, intégrant le coût des nouvelles installations, était certes attrayant, d'autant plus que NOVA ne demandait aucun frais de traitement pour le gaz non acide. En réponse à l'argument avancé par d'autres intervenants à l'effet que les producteurs, en raison de leurs obligations contractuelles, ne pourraient pas passer du réseau de Westcoast à celui de Novagas/NOVA, le GPH a indiqué que le gaz qu'il produit dans le secteur Helmet/Peggo aurait pu être envoyé en Alberta sans que cela l'empêche de remplir ses obligations envers ses acheteurs en C.-B., en se procurant du gaz d'autres sources.

Le GPH a aussi souligné que l'achat des installations par Westcoast s'était fait en situation de concurrence. En contre-interrogatoire, le GPH a indiqué que NCL avait offert un prix d'achat plus élevé que Westcoast et que les droits perçus dans le réseau de Westcoast seraient plus chers que ceux de Novagas/NOVA. Cependant, le GPH a examiné l'offre dans son ensemble, en tenant compte surtout du cours du gaz à Sumas, dans l'État de Washington, par opposition au cours à Empress, en Alberta (au moment où l'offre a été faite) et du taux d'intégration de 100 % que Westcoast escomptait.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que l'intégration et la souplesse du marché nord-américain et les facteurs économiques auraient fait que les expéditeurs Helmet/Peggo seraient passés au réseau NOVA en Alberta.

L'Office estime que l'offre d'achat de NCL créait une situation potentielle de détournement qui aurait eu d'importantes répercussions sur le réseau de Westcoast à Fort Nelson, si Westcoast ne s'était pas servi de sa filiale pour acheter les installations en cause.

3.2 Utilisation des installations

Dans le cadre de la vente des installations Helmet/Peggo, les vendeurs, aux termes de l'Accord sur les engagements relatifs au transport (l'«AET»), se sont engagés à :

- faire transporter par le réseau de Westcoast toutes leurs réserves de gaz actuelles et futures des champs Helmet, Midwinter, July Lake et Peggo;
- faire leur possible pour mettre en valeur et produire dans la formation Jean Marie, au cours des deux prochaines années, une quantité supplémentaire de $1\,840\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($65\,10^6\text{p}^3/\text{j}$) de gaz, destinée au réseau de Westcoast;
- prolonger jusqu'en l'an 2001 les accords de traitement, de collecte et de transport qu'ils ont signés avec Westcoast.

Pour faire en sorte que le gaz continue de circuler des installations visées jusqu'au pipeline Helmet de Westcoast, 3181782 a passé des accords de service garanti de TGB, prenant effet le 1^{er} novembre 1995, avec les anciens détenteurs d'intérêts dans les installations. Ces accords ont ensuite été novés et cédés à Westcoast, à compter du 1^{er} janvier 1996. Pour sa part, Westcoast a conclu un accord de service de transport (l'«accord de TPT») avec 3181782, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 1996, afin de pouvoir fournir aux expéditeurs les services prévus par les accords de service garanti de TGB, jusqu'à ce que l'Office rende une décision à l'égard de sa demande. Les coûts assumés par Westcoast dans le cadre de l'accord de TPT sont actuellement comptabilisés dans un compte de report dont le traitement sera déterminé au cours de la prochaine audience concernant les droits de Westcoast. L'Office a autorisé ce compte de report aux termes de sa décision RH-1-96.

Les accords de service garanti de TGB portent sur une période de dix ans, prenant fin le 31 octobre 2005. La capacité pouvant être engagée par contrat se chiffre à $2\,234\,10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($78,9\,10^6\text{p}^3/\text{j}$). Compte tenu des commandes totales des expéditeurs suivant les contrats signés de TGB, le taux d'utilisation des installations serait d'environ 85 %.

Aux termes de l'Accord sur les engagements relatifs au transport, Westcoast s'est engagée à :

- demander à l'Office d'autoriser une réduction substantielle des droits actuellement exigés pour le traitement du gaz peu acide de Fort Nelson;

- demander à l'Office l'autorisation d'exploiter des installations de collecte à basse pression, soit 1 380 kPa (200 lb/po²), en amont des stations de compression actuelles et futures du secteur Helmet/Peggo;
- exploiter la station de compression a-71-G à une pression d'aspiration maximale de 1 380 kPa;

permettre aux expéditeurs ayant une pression d'aspiration moins élevée d'avoir accès aux points de raccordement avec les installations Helmet/Peggo en vue d'installer, à leurs frais, des stations de compression supplémentaires, dont ils seront les propriétaires et exploitants.

BC Gas estime que Westcoast, si l'Office l'autorise à acheter les installations et à en intégrer le coût à ses droits, jouira d'un avantage économique ou d'une position concurrentielle privilégiée par rapport aux autres compagnies pipelinières qui ne sont pas à même d'offrir des droits intégrés. Le ministère de la C.-B. a conclu que l'intégration des coûts des installations Helmet/Peggo dans le coût du service applicable à la zone 1 aurait une incidence négative sur les autres expéditeurs dans le réseau et que les consommateurs de gaz canadiens auraient à supporter une partie de l'accroissement des coûts. Notant que Westcoast s'est engagée à demander une réduction des droits perçus pour le traitement du gaz peu acide à Fort Nelson, le ministère de la C.-B. et BC Gas ont fait valoir que Westcoast n'a pas tenu compte, dans sa justification économique, de la perte de recettes que cette réduction pourrait entraîner.

BC Gas a soutenu qu'un rabais de 15 % sur le traitement, dans le cas du scénario 1, signifie que plus de 97,2 % des volumes doivent être détournés avant que le reste des expéditeurs tirent profit de l'achat des installations, et qu'ils ne bénéficient d'aucun avantage si le rabais est de 25 % ou plus. Novagas Clearinghouse Limited («NCL») a fait valoir que le gaz provenant du secteur Jean Marie, soit un gaz non acide, n'a pas besoin d'être traité et que si Westcoast parvient à faire réduire le droit applicable au traitement du gaz acide, ce gaz contribuera peu de chose aux recettes provenant du traitement. NCL estimait que si Westcoast avait appliqué comme il se doit le critère prévu par la politique relative à l'agrandissement des installations de TGB, pour déterminer la faisabilité économique du projet, elle aurait vu qu'un crédit nul ou fort modeste au chapitre des recettes de traitement dictait l'imposition de frais supplémentaires.

Opinion de l'Office

Compte tenu des contrats conclus entre les expéditeurs Helmet/Peggo et Westcoast, l'Office est convaincu que les installations seront utiles et utilisées pendant leur vie économique.

Selon l'Office, la question de l'engagement que Westcoast a pris envers les vendeurs de solliciter une réduction des droits liés au traitement du gaz peu acide à Fort Nelson n'est pas pertinente dans le cadre de la présente instance. Il faudra faire une demande distincte auprès de l'Office pour obtenir cette réduction. Pour le moment, il serait pure conjecture de parler d'une réduction éventuelle des droits et de son impact sur les recettes associées à la zone 1.

3.3 Approvisionnement

Les installations sont surtout alimentées en gaz non acide provenant de la formation Jean Marie. Du gaz acide pourrait également être extrait des formations Slave Point et Pine Point, situées dans le secteur. Westcoast a indiqué qu'au 15 décembre 1995 elle estimait à $5\,162\,10^6\text{m}^3$ ($182\,10^9\text{pi}^3$) les réserves établies restantes de gaz commercialisable situées en amont des installations, dont $4\,209\,10^6\text{m}^3$ ($148\,10^9\text{pi}^3$) se trouvent dans la formation Jean Marie.

Selon les estimations du ministère de la C.-B., les réserves restantes de gaz commercialisable dans la zone en amont des installations se chiffraient à $7\,779\,10^6\text{m}^3$ ($275\,10^9\text{pi}^3$), au 31 décembre 1995.

Westcoast s'est fondée sur les estimations de la Commission géologique du Canada concernant le gaz en place pour évaluer le potentiel non identifié¹ des zones situées en amont des installations; ses estimations placent à entre $9\,915\,10^6\text{m}^3$ ($350\,10^9\text{pi}^3$) et $24\,079\,10^6\text{m}^3$ ($850\,10^9\text{pi}^3$) les réserves de gaz non identifiées.

Westcoast a prévu la capacité de production en fonction de la production actuelle et d'une estimation de la capacité potentielle liée aux gisements non connectés et non encore identifiés. On prévoit que la capacité de production des puits horizontaux, nouveaux et rouverts, compensera la baisse de production attendue dans les gisements existants de 1996 à 1998. Au cours de la période de prévision, soit 1996 à 2005, on s'attend à ce que 110 puits soient forés dans le secteur Jean Marie, avec des taux de connexion pouvant atteindre jusqu'à 75 %.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que les estimations de Westcoast concernant les réserves de gaz établies restantes et le potentiel gazier non identifié sont raisonnables. Il trouve également raisonnable sa fourchette de prévisions touchant la capacité de production.

¹ Ressources en gaz dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, bulletin 452, Commission géologique du Canada

Chapitre 4

Questions financières et conception des droits

4.1 Caractère raisonnable du prix d'achat

Tel que mentionné à la section 3.1, 3181782, filiale en toute propriété de Westcoast, a acquis environ 95 % des intérêts économiques directs dans les installations Helmet/Peggo. Le prix d'achat accordé aux vendeurs était fondé sur un prix de base de 30 millions de dollars pour l'ensemble des intérêts dans les installations. 3181782 a également acquis tous les intérêts économiques directs dans les installations Hunter, au prix de 666 933 \$.

Westcoast a indiqué qu'elle en est arrivée au prix de base de 30 millions de dollars à la suite de négociations dans des conditions de pleine concurrence et qu'il reflète l'investissement initial de 36 millions de dollars dans les installations, le coût de remplacement des installations, soit 49 millions de dollars, la possibilité qu'avaient les vendeurs de vendre à une tierce partie, la valeur stratégique des installations ainsi que l'incidence de leur acquisition sur les payeurs de droits actuels de Westcoast.

Westcoast a précisé que les vendeurs ne lui avaient pas communiqué les renseignements sur la valeur comptable des installations, mais qu'en appliquant le taux d'amortissement de 2,2 % approuvé par l'Office au coût initial des installations, on en arrivait à une valeur comptable nette, en 1996, comparable au prix d'achat de base de 30 millions de dollars.

Le GPH a déclaré, pour sa part, que le prix d'achat avait été fixé par suite de négociations et qu'il reflétait la valeur convenue de la totalité des installations Helmet/Peggo; autrement dit, il ne s'agissait pas de la somme de valeurs négociées pour chaque segment. En contre-interrogatoire, le GPH a témoigné que la valeur monétaire de l'offre d'achat concurrente de Novagas était supérieure à 30 millions de dollars.

BC Gas a soutenu que l'omission, par Westcoast et les producteurs, de divulguer la valeur comptable nette des installations à leur date d'achat devrait sérieusement influencer la décision de l'Office dans le cas présent. Selon BC Gas, le refus ou l'incapacité des parties contractantes de révéler la véritable valeur comptable nette des biens au moment de leur vente lui donne à croire que le prix payé pourrait comprendre une prime substantielle en sus de la valeur comptable réelle.

Le ministère de la C.-B. a fait valoir que le caractère raisonnable du prix d'achat ne peut être évalué qu'en rapport avec la méthode de conception des droits retenue. Si les droits sont calculés à part, le prix d'achat peut être considéré comme la valeur marchande du bien et jugé raisonnable. Si, par contre, on opte pour la méthode des droits intégrés, il devient difficile, sinon impossible, d'évaluer le caractère raisonnable du prix d'achat. Le groupe COFI et autres a également incité l'Office à considérer la demande comme un tout.

Opinion de l'Office

Pour évaluer le caractère raisonnable du prix d'achat des installations, il importe de tenir compte de l'ensemble des arrangements contractuels. Le prix d'achat ne peut pas être considéré isolément des autres dispositions du contrat. Par conséquent, aux yeux de l'Office, il ne s'agit pas d'examiner le prix d'achat sans égard au reste, mais plutôt de peser le caractère raisonnable de l'ensemble des dispositions contractuelles, sans oublier les facteurs connexes qui ont influé sur la transaction. En outre, comme l'a indiqué le ministère de la C.-B., la méthode de conception des droits appliquée aux installations devrait être prise en ligne de compte au moment d'évaluer le caractère raisonnable du prix d'achat.

Selon l'Office, les aspects suivants des dispositions contractuelles sont particulièrement pertinents :

- Les dispositions contractuelles ont été établies à la suite de négociations dans des conditions de pleine concurrence.
- La partie monétaire de l'offre d'achat concurrente de Novagas était supérieure à celle de 3181782.
- Les vendeurs se sont engagés à faire transporter par le réseau de Westcoast toutes leurs réserves actuelles et futures dans les champs Helmet, Midwinter, July Lake et Peggo, à faire de leur mieux pour accroître la production dans ces secteurs et à prolonger leurs accords de service actuels avec Westcoast.
- Les vendeurs ont accepté, dans l'éventualité où le coût des installations ne serait pas intégré entièrement aux coûts de la zone 1 de transport de gaz brut de Westcoast, de payer des frais supplémentaires au titre des services de transport (cet aspect est traité plus en détail à la section 4.2).

Certains des intervenants trouvaient que l'Office devrait s'arrêter au fait que Westcoast n'avait pas fourni de preuves concernant la valeur comptable nette des installations. Cette information n'est pas utile, selon l'Office. En l'occurrence, les installations n'ont pas été achetées d'un autre service public ou organisme réglementé où la valeur comptable nette serait calculée de manière à permettre des comparaisons utiles. De plus, l'Office accepte l'assertion de Westcoast selon laquelle l'application du taux d'amortissement de 2,2 % approuvé par l'Office au coût original des installations donne une valeur comptable nette pour 1996 qui serait comparable au prix d'achat. Cette preuve n'est toutefois pas un facteur déterminant dans la décision de l'Office sur la question.

Pour les raisons précitées, l'Office est convaincu que les dispositions contractuelles, y compris le prix d'achat, sont raisonnables, surtout à la lumière de sa décision concernant la méthode de conception des droits, exposée à la section 4.2.

4.2 Méthode de conception des droits

Westcoast a demandé l'autorisation d'intégrer le coût des installations aux droits applicables à sa zone 1. Si l'Office refuse d'intégrer le coût d'acquisition intégral des installations, les producteurs Helmet/Peggo ont accepté de payer des frais supplémentaires pour les services de transport, en sus des droits applicables à la zone 1. Les frais supplémentaires dont ils ont convenu sont calculés à l'aide d'une formule basée sur 53,3 % du coût d'achat des installations. Westcoast a expliqué que ce pourcentage était le fruit de négociations et qu'il compte pour 16 millions de dollars dans le prix de base de 30 millions. Westcoast a précisé que le montant de 16 millions ne correspond pas au coût de certains biens en particulier. Selon la compagnie, les frais supplémentaires que les expéditeurs ont accepté de payer constitueraient des droits, au même titre que les autres droits fixés au moyen de négociations, tels que ceux qui découlent d'un règlement négocié.

Westcoast a souligné que les principes généraux sous-tendant l'intégration des droits ont été posés dans des politiques et des décisions antérieures de l'Office et que, dans la présente instance, il s'agit de trancher s'il serait conforme à ces politiques et décisions d'adopter une telle méthode de calcul des droits à l'égard des installations en cause. Westcoast estime que, pour diverses raisons, cette instance n'est pas une tribune appropriée pour examiner les principes généraux relatifs à l'intégration des droits.

Westcoast est d'avis que les installations répondent aux exigences de la politique établie et devraient, de ce fait, être intégrées à ses droits en vigueur. La compagnie a souligné que les installations viendront prolonger son réseau collecteur dans la zone riche en ressources de Fort Nelson et qu'elles sont semblables, à tous points de vue importants, à d'autres installations qu'elle exploite dans ses réseaux de collecte. Que ces installations commandent différentes pressions aux points de réception n'est pas un motif suffisant pour les distinguer d'autres installations aux fins de l'établissement des droits, étant donné que la pression aux points de réception varie largement dans toutes les installations de collecte de Westcoast.

Westcoast a déclaré que tous les prolongements antérieurs de ses installations de collecte ont été intégrés sur le plan des droits. Selon Westcoast, si elle avait construit les installations et les avait connectées aux réserves pour conserver sa capacité de livraison, les coûts associés à l'agrandissement auraient, en l'absence de tout changement à la politique, été intégrés aux droits applicables. D'après Westcoast, le fait d'avoir agrandi ses installations en acquérant des installations existantes, plutôt qu'en construisant de nouvelles installations, ne justifie pas de déroger à la méthode de conception des droits habituellement appliquée dans son cas.

Faisant allusion à la décision GH-5-94 concernant l'agrandissement des installations Aitken Creek, Westcoast a souligné que les facteurs décrits ci-après sont pertinents et qu'ils militent en faveur de la conclusion voulant qu'on intègre les droits des installations projetées.

- Les installations sont intégrées, sur le plan du fonctionnement, aux installations existantes de Westcoast et elles font partie d'un seul réseau pipelinier continu.
- Les installations constituent un prolongement du pipeline Helmet actuel de Westcoast et font partie intégrante des installations desservant le bassin versant Fort Nelson.

- Les installations fonctionnent en tandem avec les autres installations que la compagnie exploite dans la région afin de mieux mettre en valeur la zone d'approvisionnement Fort Nelson. Westcoast n'achète pas ces installations dans le dessein d'ouvrir des zones d'approvisionnement encore inexploitées, ni pour transporter du gaz provenant entièrement de nouveaux champs.

Westcoast a déclaré que la question de savoir si les coûts associés aux installations devraient maintenant être recouverts auprès de tous les payeurs de droits dans la zone 1 de Westcoast, grâce au mécanisme d'intégration des droits, est une question de répartition des coûts qui est tout à fait distincte et isolée de celle de la concurrence. Si Westcoast n'avait pas fait concurrence à NCL, il aurait fallu que les coûts entraînés par la sous-utilisation de ses installations, par suite du détournement de volumes de gaz, soient assumés par les autres payeurs de droits.

D'une façon générale, le groupe COFI et autres appuyait la position et les points de vue exprimés par le ministère de la C.-B. et B.C. Gas. Il était en faveur de l'utilisation de taux de détournement et de taux de conservation de charge lorsque c'était manifestement dans l'intérêt de tous les utilisateurs. Il recommandait de ne pas approuver la demande sous sa forme actuelle. Il a proposé trois façons raisonnables, à son avis, de régler la demande, à savoir : (1) ne pas l'approuver; (2) autoriser le projet d'achat comme une initiative à part; ou (3) autoriser le projet sous le régime de l'actuelle politique relative à l'agrandissement des installations de TGB.

Selon BC Gas, l'Office devrait refuser d'intégrer les droits et traiter les coûts des installations comme des coûts à part. BC Gas a soutenu que les droits associés aux nouvelles installations devraient être conçus comme s'il s'agissait d'un service séparé et distinct. Elle a invoqué comme précédents les droits exigés sur le pipeline de gaz combustible Sukunka et le réseau de TransCanada PipeLines pour fournir une pression de livraison supplémentaire.

BC Gas trouvait que le réseau de collecte visé par la demande était fort différent du reste du réseau Fort Nelson actuel de Westcoast en ce sens que les pressions dans les installations se situent entre environ 15 % et 65 % (au plus) des pressions les plus basses trouvées ailleurs dans le réseau Fort Nelson. Elle a soutenu que des installations similaires dans le réseau Fort Nelson appartiennent à des producteurs, qui en assument entièrement le coût.

Le GPH était en faveur de l'approbation de la demande de Westcoast et il s'attendait à ce que tous les coûts liés aux installations soient intégrés, cette solution étant, à son avis, conforme aux décisions antérieures de l'Office. Il a soutenu que rien ne justifiait de faire une distinction entre le service fourni par les installations en question et celui que procurent les autres installations de collecte de Westcoast. Le réseau Helmet/Peggo est un réseau à basse pression, parce que telle est la nature des réserves du secteur de production Jean Marie. Dans le contexte du réseau de Westcoast, ce n'est pas une situation inhabituelle.

Le GPH a souligné qu'on n'avait mis de l'avant aucun motif valable pour justifier que l'Office modifie sa politique de conception des droits dans le cas des installations de Westcoast. Il a soutenu qu'on avait même fait la preuve du contraire, d'autant plus qu'une modification de la politique, dans ce cas, serait de caractère ponctuel.

Le GUE partageait la position de COFI et autres, de BC Gas et du ministère de la C.-B. Il s'opposait à l'intégration des droits des nouvelles installations.

NCL a indiqué que l'Office devrait rejeter la demande visant à faire approuver l'achat des installations Helmet/Peggo et l'intégration des droits connexes. Elle a affirmé que l'approbation de la demande représenterait une victoire pour les tenants du statu quo et porterait sérieusement atteinte au libre jeu de la concurrence dans le secteur de la collecte et du traitement du gaz en C.-B.

Le ministère de la C.-B. a souligné que l'Office devrait encourager un climat de concurrence dans ce secteur de l'industrie du gaz en C.-B. Il n'acceptait pas l'argument selon lequel l'intégration des droits des installations contribuerait à rendre les règles du jeu plus équitables. Pour ce faire, il faudrait, selon lui, réformer le régime en place. Il était d'avis que l'approbation de droits intégrés en l'occurrence exacerberait les lacunes du régime actuel et qu'il serait ensuite plus long et plus difficile d'y apporter les réformes nécessaires.

Le ministère de la C.-B. jugeait que la méthode de conception des droits qui convenait le mieux dans le cas présent consistait à calculer les droits connexes à part, c'est-à-dire à ne pas intégrer les coûts des installations aux droits et au coût du service applicables à la zone 1. Il a justifié ce point de vue en disant que des changements sont nécessaires dans le réseau de collecte et de traitement de Westcoast si l'on doit laisser plus de place à la concurrence. De plus, il était d'avis que l'approbation de droits calculés à part éviterait qu'une discrimination s'exerce à l'endroit des détenteurs de droits minoritaires en les obligeant à payer une part des frais de fonctionnement en plus du coût de leurs immobilisations pour acheminer leur gaz sur le réseau.

Opinion de l'Office

Pour ce qui concerne la conception des droits liés aux installations que Westcoast se propose d'acquérir ou de construire, l'Office note qu'il a toujours soutenu que l'intégration des droits est une solution appropriée lorsqu'on peut justifier le besoin et la faisabilité économique des installations et que celles-ci font partie intégrante des installations de Westcoast. La décision rendue par l'Office à l'égard de l'agrandissement proposé des installations de Westcoast dans la région de Fort St. John (GH-5-94) est l'exemple le plus récent d'un cas où l'Office a autorisé l'intégration des droits. L'Office a aussi adopté cette méthode de conception des droits dans le cas d'installations qui ont été achetées par Westcoast. Par exemple, dans l'instance RH-1-92, l'Office l'a autorisée à intégrer les coûts associés à l'achat et à l'amélioration d'installations de fractionnement et de stabilisation de produits liquides, situées à Taylor (C.-B.). En outre, la politique actuelle de Westcoast concernant l'agrandissement des installations de transport de gaz brut¹ («politique sur le TGB») prévoit l'intégration des coûts des projets d'agrandissement applicables aux droits en vigueur, avec imposition de frais supplémentaires, au besoin.

L'Office fait remarquer, toutefois, qu'il importe d'examiner les circonstances de chaque cas avant de déterminer si une conception intégrée des droits est appropriée, et dans quelle mesure. Par exemple, l'Office, dans l'instance GH-1-94, a décidé de

¹ La politique relative à l'agrandissement des installations de TGB est une politique que l'Office a approuvée aux termes de sa décision RH-1-90, selon laquelle Westcoast détermine s'il y a lieu d'exiger des frais supplémentaires à l'égard de nouvelles installations de collecte de gaz brut en comparant les recettes et les coûts associés à la prestation du service au cours de la durée du contrat ou de la durée des réserves, la période la plus brève étant retenue.

calculer les droits à part pour le pipeline de gaz combustible Sukunka, qui est exploité séparément du reste du réseau de Westcoast. Même quand il y a lieu d'intégrer les droits, cela ne s'applique pas forcément à la totalité des coûts des installations. Ainsi qu'il est mentionné plus haut, la politique sur le TGB prévoit d'imposer des frais supplémentaires aux expéditeurs dans les cas où l'intégration de tous les coûts aux droits en vigueur imposerait un fardeau inacceptable aux payeurs de droits actuels.

Certains des intervenants ont parlé de négociations en cours qui pourraient conduire à une nouvelle façon d'aborder la conception des droits associés aux fonctions de collecte et de traitement du gaz de Westcoast. Ils ont soutenu que, pour cette raison, il ne convenait pas d'opter pour l'intégration des droits dans le cas de ces installations. L'Office ne trouve pas qu'il s'agit d'un argument valable pour s'écarter de l'approche qu'il a toujours adoptée à l'égard de Westcoast. Pareil changement, selon lui, ne devrait intervenir qu'avec l'assentiment de toutes les parties intéressées ou après un examen minutieux de la méthode de conception des droits dans le cadre d'une instance générique devant l'Office. Dans le second cas, il faudrait que tous les groupes intéressés participent à l'instance, c'est-à-dire autant les parties à l'audience actuelle qu'un groupe plus large de producteurs et d'expéditeurs.

Par conséquent, l'Office est d'avis qu'il convient d'examiner les installations visées par la demande dans le contexte du régime de réglementation habituel de Westcoast.

En ce qui concerne l'objet et la fonction des installations, l'Office est convaincu qu'elles prolongeront le pipeline Helmet actuel de Westcoast et qu'elles seront intégrées, du point de vue fonctionnel, aux installations qui desservent le bassin versant Fort Nelson. De plus, il est d'avis que les installations seront exploitées en tandem avec les autres installations de Westcoast pour mieux mettre en valeur la zone d'approvisionnement Fort Nelson. Enfin, l'Office est convaincu que la faiblesse des pressions de service dans certaines des installations ne constitue pas une raison valable pour refuser une conception intégrée des droits dans ce cas-ci. Par conséquent, l'Office estime justifié d'intégrer une certaine proportion des coûts aux droits existants. En raison des circonstances uniques de la demande, l'Office trouve difficile d'autoriser l'intégration de tous les coûts aux droits en vigueur.

Comme nous l'avons indiqué, l'Office accepte le fait que Westcoast ait fait acheter les installations par 3181782 pour contrer la menace de détournement que posait NCL et que le prix d'achat, bien qu'un élément très important, ne constituait qu'un aspect du marché négocié. Par ailleurs, l'Accord sur les engagements relatifs au transport et les accords de service garanti conclus avec les expéditeurs tiennent compte de la possibilité que l'Office n'autorise pas une intégration totale des coûts des installations, et prévoient des dispositions contractuelles en vue de l'imposition de frais supplémentaires dont le niveau serait rattaché au pourcentage des coûts intégrés. Aux termes des accords, les expéditeurs Helmet/Peggo acceptaient d'aller de l'avant avec la transaction, de demeurer fidèles au réseau de Westcoast et de contribuer à accroître son approvisionnement en gaz; en contrepartie, Westcoast leur garantit qu'ils n'auront pas à payer des frais supplémentaires supérieurs à 53,3 % des coûts associés aux installations Helmet/Peggo.

Dans ce contexte, l'Office estime que les utilisateurs actuels du réseau ne devraient absorber que les coûts nécessaires pour éviter les pertes éventuelles de clients du réseau, au profit d'un pipeline de détournement. Selon l'Office, les dispositions contractuelles que Westcoast a négociées avec les expéditeurs Helmet/Peggo pour l'imposition de frais supplémentaires advenant une intégration seulement partielle des coûts, représentent une répartition convenable des coûts qui incitera les expéditeurs Helmet/Peggo à continuer d'utiliser le réseau de Westcoast, sans imposer aux autres expéditeurs dans la zone 1 plus de frais qu'il n'est nécessaire pour éviter la menace de détournement.

Pour ce qui concerne les questions visées à la partie IV, l'Office estime qu'il convient d'intégrer aux droits en vigueur 46,7 % des coûts rattachés aux installations Helmet/Peggo et Hunter. Westcoast devrait recouvrer le reste des coûts, soit 53,3 %, conformément aux dispositions contractuelles négociées avec les expéditeurs Helmet/Peggo. Sous ce rapport, l'Office ordonne à Westcoast de déposer les droits applicables, comme le prescrit le paragraphe 60(1) de la Loi. L'Office juge que sa décision est spécifique au cas à l'étude et que les parties ne devraient pas y voir une politique de l'Office pouvant s'appliquer à des demandes futures.

Chapitre 5

Nécessité d'obtenir le consentement de la province

Dans leurs interventions, le ministère de la C.-B. et BC Gas ont proposé d'ajouter dans la liste des questions à étudier la nécessité d'obtenir l'autorisation de la province aux termes de la *Utilities Commission Act* et de la *Pipeline Act* de la C.-B. à l'égard du transfert proposé des installations de 3181782 à Westcoast, ou le statut de telles autorisations. Westcoast et le ministère de la C.-B. ont par la suite traité de cette question dans des lettres adressées à l'Office.

L'Office a décidé que la question de la pertinence des approbations réglementaires provinciales pouvant être exigées de 3181782 pour transférer des installations à Westcoast avait été soulevée. Il a donc modifié la liste des questions jointes à l'annexe V de l'ordonnance d'audience afin d'y inclure la question suivante au point n° 6 : «Les autres approbations requises et leur pertinence dans le cadre de la demande».

Le ministère de la C.-B. a soutenu que les installations demeurent soumises aux lois de la province jusqu'au moment de leur transfert de 3181782 à Westcoast. Il a souligné que, entre autres exigences prescrites par les lois provinciales, 3181782 doit obtenir une autorisation aux termes de l'article 32 de la *Pipeline Act* avant de pouvoir transférer les installations à Westcoast. Le ministère de la C.-B. a prié l'Office de subordonner toute approbation qu'il pourrait lui-même accorder à la condition voulant que 3181782 obtienne toutes les autorisations provinciales requises.

Westcoast a soutenu, pour sa part, que les installations sont déjà intégrées sur le plan du fonctionnement et de l'exploitation à l'entreprise pipelinère à caractère fédéral de Westcoast, ce qui en fait des installations de compétence fédérale, et que même si elles relevaient de la compétence de la province, celle-ci ne pourrait pas empêcher ou contrôler l'expansion d'une entreprise fédérale en refusant de donner son consentement. Westcoast a affirmé que l'Office a le pouvoir exclusif d'accepter ou de refuser sa demande d'acquisition des installations, et que le refus de la province de donner son consentement ne pourrait pas invalider une décision de l'Office visant à autoriser cette acquisition.

Opinion de l'Office

Dans sa demande, Westcoast ne demande pas à l'Office de permettre à 3181782 de lui transférer des installations; en effet, il lui demande plutôt d'autoriser Westcoast à acquérir les installations en question de 3181782. Si 3181782 doit obtenir des autorisations réglementaires de la part de la province avant de pouvoir effectuer le transfert à Westcoast, il s'agit d'autorisations distinctes qui s'ajoutent à l'approbation que Westcoast doit obtenir auprès de l'Office.

L'Office est d'avis qu'il serait futile d'assujettir son approbation à la condition que 3181782 obtienne les autorisations provinciales requises, s'il y a lieu. Cela mettrait en cause la question de savoir si 3181782 doit réellement obtenir des autorisations auprès de la province. L'Office juge qu'il n'est ni nécessaire ni approprié qu'il se prononce sur cette question. L'applicabilité et la mise en oeuvre des lois provinciales sont des questions qui relèvent des autorités provinciales compétentes.

Chapitre 6

Dispositif

Les chapitres précédents constituent les motifs de décision de l'Office relativement à la demande qu'il a entendue au cours de l'instance MH-2-96.

L'Office autorise Westcoast à acquérir les installations Helmet/Peggo et Hunter et délivre à cette fin l'ordonnance MO-6-96, qui figure à l'annexe III.

Pour ce qui concerne les questions visées à la partie IV, l'Office estime qu'il convient d'intégrer 46,7 % des coûts rattachés aux installations Helmet/Peggo et Hunter au coût du service et aux droits applicables à la zone I de Westcoast. Cette dernière devra recouvrer le reste des coûts, soit 53,3 %, conformément aux dispositions contractuelles négociées avec les expéditeurs Helmet/Peggo. Sous ce rapport, l'Office ordonne à Westcoast de déposer les droits applicables, comme le prescrit le paragraphe 60(1) de la Loi. L'Office juge que sa décision est spécifique au cas à l'étude et que les parties ne devraient pas y voir une politique de l'Office pouvant s'appliquer à de futures demandes.

Compte tenu de la preuve produite, l'Office a établi à sa satisfaction que les installations seront utilisées à un niveau raisonnable, et qu'elles sont et demeureront d'utilité publique. Par conséquent, l'Office recommandera au gouverneur en conseil de délivrer un certificat, lequel sera assorti des conditions énoncées à l'annexe II des présents motifs.

L'Office approuve la demande de Westcoast en vue de remplacer des filtres coalescents et des boulons de compresseurs des stations de compression Helmet/Peggo.

R. Illing
membre président

J.A. Snider
membre

Chapitre 7

Opinion dissidente

J'ai eu l'occasion d'examiner les vues de mes collègues et je ne puis accepter la décision qu'ils ont rendue dans la présente demande. J'expose ci-dessous les points sur lesquels je partage l'avis de mes collègues et ceux sur lesquels je suis en désaccord.

À mon avis, le fond de l'affaire réside dans le besoin d'établir des règles de base pour favoriser la concurrence entre les exploitants de canalisations de collecte en amont dans le nord-est de la C.-B. Plus précisément, il s'agit de trancher la question de savoir si les coûts du réseau Helmet/Peggo récemment acheté par Westcoast devraient être intégrés aux droits que la compagnie exige dans la zone 1.

Un examen des accords de transport et d'engagement ainsi que des accords de service garanti conclus entre Westcoast et les divers producteurs Helmet/Peggo révèle que les parties entrevoient trois décisions possibles de la part de l'Office, à savoir : 1) intégrer complètement les coûts, 2) intégrer une partie des coûts, et 3) calculer les droits à part.

Chaque possibilité entraînerait une répartition différente des coûts entre les diverses parties intéressées, dont certaines ont comparu devant l'Office au cours de l'audience. Westcoast venait en tête des parties intéressées, suivie des producteurs Helmet/Peggo, puis des autres expéditeurs dans le réseau de Westcoast.

Tout d'abord, notons que les utilisateurs du réseau Helmet/Peggo paient un droit calculé à part depuis les 15 dernières années. NCL a tenté récemment d'acheter le réseau et, si elle avait réussi, les droits associés aux installations auraient continué d'être calculés à part. Or, Westcoast a fait une contre proposition, que les anciens propriétaires des installations ont acceptée.

Pour faire en sorte que l'acquisition du réseau Helmet/Peggo se traduise par des droits attrayants pour ses expéditeurs, Westcoast s'est engagée à limiter la part des frais assumés par les producteurs qui expédient leur gaz par la canalisation à un droit ne dépassant pas 53 % environ du droit calculé à part. Westcoast cherchait ainsi à offrir des droits aussi compétitifs que ceux que NCL aurait offerts si elle avait pu acheter les installations. Westcoast s'est également engagée à demander à l'Office d'intégrer les coûts des installations aux droits applicables à la zone 1. Dans l'éventualité où l'Office rejeterait cette solution, en tout ou en partie, Westcoast acceptait d'absorber tous les coûts en sus des 53 % qui reviendraient aux expéditeurs. Enfin, Westcoast s'est engagée à demander l'autorisation de l'Office pour modifier les droits qu'elle perçoit pour le traitement du gaz dans la zone 2, afin d'offrir des conditions plus avantageuses pour le gaz non acide.

Tableau 7-1
Répartition des besoins en recettes supplémentaires liées à la demande
pour les installations Helmet/Peggo

	Expéditeurs Helmet/Peggo ^{1,2,3,4} (million de \$)	Westcoast (million de \$)	Autres expéditeurs dans la zone 1 ^{1,2,3,4} (million de \$)
Intégration complète	0,315	néant	8,182
Intégration partielle ⁵	4,676	néant	3,821
Droits calculés à part ⁶	4,529	3,968	néant

1. Les besoins en recettes liées à la demande et les unités de répartition de la demande utilisés pour produire le tableau reposent sur les données de 1997, présentées dans le tableau 7-4 (révisé).
2. Les besoins en recettes supplémentaires liées à la demande que supposent les installations Helmet/Peggo se chiffrent à 8,497 millions de dollars (125 954 \$ - 117 457 \$).
3. Les unités de répartition de la demande sont de 2 122 10³m³/j pour les expéditeurs Helmet/Peggo et de 55 065 10³m³/j pour les autres expéditeurs dans la zone 1 de Westcoast (excluant les expéditeurs Helmet/Peggo).
4. Les besoins en recettes liées à la demande dans le cas des «autres expéditeurs dans la zone 1» excluent la part des expéditeurs Helmet/Peggo.
5. Les besoins en recettes liées à la demande sont répartis selon les proportions suivantes : 53,3 % (4,529 millions de dollars) sont imputés aux expéditeurs Helmet/Peggo et 46,7 % (3,968 millions de dollars) sont inclus dans les droits appliqués par Westcoast dans la zone 1.
6. Les besoins en recettes liées à la demande sont attribués comme il suit : 53,3 % (4,529 millions de dollars) aux expéditeurs Helmet/Peggo et 46,7 % (3,968 millions de dollars) à Westcoast.

Westcoast et les expéditeurs Helmet/Peggo ont soutenu que l'Office, par le passé, avait couramment autorisé l'intégration des droits, et qu'il serait injuste de déroger à cette pratique dans le cas présent. Westcoast a reconnu que la conception des droits visant les installations en amont soulève d'importantes questions de politique publique, mais trouve qu'une solution équitable consisterait à examiner tous changements éventuels aux pratiques établies au cours d'une instance générique à laquelle l'ensemble des parties intéressées seraient convenablement représentées. De fait, Westcoast nous a signalé qu'elle a engagé des discussions avec les parties concernées afin de parvenir à une entente de règlement sur la conception des droits applicables aux services en amont, qui pourrait ensuite être soumise à l'examen de l'Office. Westcoast a indiqué qu'à défaut d'une telle entente, elle demanderait à l'Office de convoquer une audience orale de vaste portée en vue de régler un grand nombre de questions interreliées concernant ses méthodes et procédures d'établissement des droits pour les services en amont.

Westcoast a également fait valoir que, si elle n'avait pas pu égaler l'offre de NCL en vue de l'achat des installations Helmet/Peggo, un vaste pourcentage du gaz non acide transporté par ces installations aurait inévitablement été détourné du réseau de Westcoast, pour être acheminé vers l'est jusqu'au réseau Nova. Cette menace de détournement aggraverait la sous-utilisation du réseau de Westcoast, spécialement à l'usine de gaz de Fort Nelson. Il va de soi que les producteurs qui se servent des installations Helmet/Peggo ont appuyé cet argument.

Toutefois, tous les intervenants ont soit mis en doute le fait qu'il existait une menace de détournement, comme l'affirmait Westcoast, soit laissé entendre qu'il n'en résulterait pas forcément une hausse des

droits à l'avenir. Notons que ces intervenants étaient des acheteurs expérimentés de bonne taille, qui comptent collectivement pour une proportion importante du gaz acheminé par le réseau de Westcoast.

Il est intéressant de voir que, même si le coût du transport est un facteur décisif dans les décisions commerciales du secteur privé, les autres expéditeurs dans le réseau de Westcoast qui paient actuellement des droits de transport dans la zone 1 et la zone 2 n'ont pas apporté de preuves à l'audience. En l'absence de telles preuves, il m'est impossible de conclure, uniquement sur la foi des données présentées à l'audience, que les droits augmenteraient forcément. Eu égard à la prépondérance des probabilités, je ne puis conclure qu'il est nécessaire d'intégrer les coûts des installations Helmet/Peggo aux droits existants pour répondre aux grandes questions d'intérêt public liées à la viabilité du réseau de Westcoast.

De plus, ces questions d'intérêt public pourraient être mieux traitées dans le cadre d'une instance générique de grande portée à laquelle tous les intérêts seraient représentés. Westcoast a déjà mis en branle un tel processus en engageant des négociations avec les parties intéressées au sujet de la conception des droits applicables aux services en amont. Westcoast nous a informés que, si ces négociations échouent, elle demandera la tenue d'une instance de réglementation générique. À mon avis, ce que l'on demande actuellement à l'Office, c'est d'apporter une solution partielle à une question dont les ramifications débordent le cas du réseau Helmet/Peggo. J'en conclus qu'il serait prématuré de régler isolément la question de l'intégration des droits, alors même que cette question sera abordée au cours d'une enquête plus vaste dont l'Office pourrait bientôt être saisi.

Ainsi, pour des raisons de preuve et de procédure, je conclus qu'il n'y a pas lieu, pour l'instant, d'autoriser l'intégration des coûts du réseau Helmet/Peggo à ceux du réseau de Westcoast. L'établissement de taux calculés à part permettra de maintenir le statu quo dans l'avenir immédiat, en attendant l'aboutissement d'un processus beaucoup plus important, visant à revoir le mode de conception des droits applicables aux services en amont de Westcoast. Si une telle instance générique avait lieu, Westcoast aurait toute liberté pour présenter à nouveau les arguments qu'elle a soulevés au cours de la présente instance.

R. A. Andrew
membre

Annexe I

Liste des questions

1. La faisabilité économique des installations proposées.
2. Les effets environnementaux potentiels de l'exploitation des installations proposées.
3. La sécurité des installations visées sur le plan de la conception et de l'exploitation.
4. Le caractère raisonnable du prix d'achat et des prévisions de coûts.
5. La méthode de conception et les composantes des droits proposés par Westcoast, ainsi que les exigences de dépôt connexes, et notamment la question de savoir si une partie ou l'ensemble des coûts de Westcoast associés aux installations demandées doit être intégré au coût du service et aux droits applicables à sa zone 1.
6. Les autres approbations requises et leur pertinence dans le cadre de la demande.

Annexe II

Conditions du certificat

Sauf ordre contraire de la part de l'Office :

1. Westcoast doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, pratiques, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement qui sont comprises ou mentionnées dans sa demande, dans les rapports environnementaux déposés dans le cadre de sa demande, dans ses réponses aux demandes de renseignements de l'Office et les engagements pris envers ce dernier, ou dans toute preuve produite devant l'Office au cours de l'instance MH-2-96.
2. Westcoast doit fournir à l'Office, d'ici le 31 décembre 1996 :
 - a) un rapport environnemental exposant les résultats de son programme de surveillance en 1996 et, le cas échéant, toutes recommandations nécessaires afin de remédier à des problèmes environnementaux non encore réglés;
 - b) les résultats d'une étude de mesure du bruit à chacune des six stations de compression, indiquant les niveaux d'émission enregistrés à la limite de la propriété de chaque station, pendant que celle-ci fonctionne à plein régime.
3. Avant de commencer à acheminer du gaz naturel acide par les installations Helmet/Peggo, Westcoast doit aviser l'Office qu'elle a effectué tous les travaux liés au remplacement de filtres coalescents et de boulons dans les stations de compression et à la mise en place de dispositifs de détection de gaz et d'incendie, comme le prescrit la condition 4.
4. Westcoast doit, d'ici le 31 décembre 1996, compléter la mise en place des dispositifs de détection de gaz et d'incendie, selon les besoins, dans les bâtiments de déshydratation à c-96-B, b-30-B et a-84-J, dans le bâtiment de compression à b-30-B, et dans le bâtiment de comptage à c-35-K.

Annexe III

MO-6-96

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

RELATIVEMENT À une demande, dans sa version modifiée, présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast»), conformément à l'alinéa 74(1)b) de la Loi, et déposée auprès de l'Office sous le numéro 3200-W005-9.

DEVANT l'Office le 26 juillet 1996.

ATTENDU QUE l'Office a reçu une demande datée du 15 janvier 1996 dans laquelle Westcoast sollicitait l'autorisation d'acquérir de 3181782 Canada Inc. («3181782») certains gazoducs et des installations connexes situés dans les zones de production de gaz Helmet North, Midwinter and Peggo, dans le nord-est de la Colombie-Britannique (les «installations Helmet/Peggo»);

ATTENDU QUE Westcoast a déposé auprès de l'Office une modification à sa demande, datée du 4 juin 1996, en vue d'acquérir de 3181782 ses intérêts économiques directs dans trois segments de pipelines (les «installations Hunter») qui sont connectés aux installations Helmet/Peggo;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande conformément à l'ordonnance d'audience MH-2-96 et juge qu'il est dans l'intérêt public d'accorder l'autorisation demandée;

IL EST ORDONNÉ QUE Westcoast est autorisée à acquérir de 3181782 les installations Helmet/Peggo et Hunter, décrites dans la version modifiée de sa demande.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

J. S. Richardson
Secrétaire

Annexe IV

ORDONNANCE TGI-3-96

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 15 janvier 1996, dans sa version modifiée, présentée par Westcoast Energy Inc. («Westcoast») en vue d'obtenir la délivrance de certaines ordonnances en vertu du paragraphe 74(1), de l'article 52 et de la partie IV de la Loi; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'«Office») sous le numéro 3200-W005-9.

DEVANT l'Office le 26 juillet 1996.

ATTENDU QUE Westcoast, dans une demande déposée auprès de l'Office le 15 janvier 1996, a sollicité, conformément au paragraphe 74(1) de la Loi, l'autorisation d'acquérir certaines installations pipelinières situées dans les zones de production de gaz Helmet North, Midwinter et Peggo dans le nord-est de la Colombie-Britannique (les «installations Helmet/Peggo») et suivant, l'article 52 de la Loi, la délivrance d'un certificat afférent à ces installations pipelinières;

ATTENDU QUE Westcoast a modifié sa demande le 16 février 1996 pour prier l'Office de déterminer, aux termes de la partie IV de la Loi, si elle devrait recouvrer une partie ou l'ensemble des coûts associés à ces installations dans le cadre du coût du service et des droits applicables à sa zone 1;

ATTENDU QUE Westcoast a de nouveau modifié sa demande, le 4 juin 1996, pour solliciter l'autorisation d'acquérir trois segments de pipelines d'Inland Gas & Oil Ltd. et de Canadian Hunter Exploration Ltd. (les «installations Hunter»);

ATTENDU QUE l'Office a examiné la demande, dans sa version modifiée, conformément à l'ordonnance d'audience MH-2-96.

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément au paragraphe 19(2) et à l'article 59 de la Loi :

1. 46,7 % du prix d'achat et des frais d'exploitation des installations Helmet/Peggo et Hunter seront intégrés aux fins de l'établissement du coût du service et des droits de Westcoast dans la zone 1, le reste des coûts, soit 53,3 %, devant être recouverts suivant les ententes contractuelles négociées avec les expéditeurs Helmet/Peggo;
2. Les droits actuels de Westcoast pour la zone 1, que l'Office a autorisés aux termes de sa décision RH-1-96, seront appliqués de façon provisoire à compter du 1^{er} août 1996, et resteront en vigueur jusqu'à ce que l'Office rende une ordonnance définitive;

3. Westcoast doit calculer les nouveaux droits conformément à la décision rendue dans les motifs de décision MH-2-96 et à la présente ordonnance, déposer sans délai auprès de l'Office, pour fins d'approbation, les nouveaux tarifs donnant effet à ces droits, ainsi que signifier les nouveaux tarifs aux intervenants dans l'instance MH-2-96;
4. Westcoast déposera auprès de l'Office et appliquera de façon provisoire, à compter du 1^{er} août 1996, des droits calculés suivant les ententes contractuelles négociées avec les expéditeurs Helmet/Peggo;
5. Les droits autorisés à l'alinéa 4 demeureront en vigueur jusqu'à ce que l'Office délivre une ordonnance définitive.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

J. S. Richardson
Secrétaire