



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Westcoast Energy Inc.

GH-1-93

Juin 1993

Installations

Office national de l'énergie

Motif de décision

relativement à

Westcoast Energy Inc.

Demande en date du 19 janvier 1993, dans sa version modifiée, visant l'agrandissement de l'usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly

GH-1-93

Juin 1993

© Ministre des Approvisionnements et services,
Canada 1993

Cat. No. NE22-1/1993-7F
ISBN 0-662-98431-5

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

© Minister of Supply and Services Canada 1993

Cat. No. NE22-1/1993-7E
ISBN 0-662-20729-7

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 of Contents

Abréviations	(iii)
Exposé et comparutions	(v)
1. Contexte	1
1.1 La demande	1
1.2 L'instance GH-1-93	4
1.3 Motions d'ajournement	4
1.3.1 Caractère adéquat de l'avis	5
1.3.2 Complexité de la demande	6
1.3.3 Exhaustivité de la demande	6
1.3.4 Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, article 16	8
1.4 Demande de citation à comparaître	9
2. Approvisionnement en gaz	10
2.1 Réserves établies	10
2.2 Potentiel non découvert	11
2.3 Capacité de production	11
2.4 Opinions de l'Office	14
3. Besoins	15
3.1 Contrats de service et marchés propres au projet	15
3.1.1 Contrats de service	15
3.1.2 Marchés propres au projet	15
3.2 Exigences générales relatives au marché et agrandissement d'installations en aval aux É.-U.	18
4. Installations	23
4.1 Aperçu de la demande	23
4.2 Solutions de rechange au projet d'agrandissement	23
4.3 Agrandissement de l'usine de gaz de Pine River	24
4.3.1 Description des installations	24
4.3.2 Récupération du soufre	27
4.4 Agrandissement du réseau pipelinier Grizzly	28
4.5 Estimation du coût en capital	29
4.6 Gestion du projet	32
5. Utilisation des terres, questions environnementales et socio-économiques	34
5.1 Programme de préavis public	34
5.2 Utilisation des terres	35
5.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement	35
5.2.2 Besoins fonciers	36
5.3 Questions environnementales	37
5.3.1 Usine de gaz de Pine River	37
5.3.1.1 Qualité de l'air	37
5.3.1.2 Gestion du soufre	38

5.3.1.3	Dépôts acides	39
5.3.1.4	Qualité de l'eau	39
5.3.1.5	Utilisation de l'eau	39
5.3.1.6	Gestion des déchets	40
5.3.1.7	Sols, végétation et faune	40
5.3.1.8	Pêches	40
5.3.2	Installations pipelinières	40
5.3.2.1	Géologie et sols	40
5.3.2.2	Végétation	41
5.3.2.3	Faune	41
5.3.2.4	Pêches	42
5.4	Questions socio-économiques	47
5.4.1	Embauchage de la main-d'oeuvre locale	47
5.4.2	Mode d'exécution des travaux	48
5.4.3	Normes du travail	49
5.4.4	Analyse des retombées locales	50
5.4.5	Ressources patrimoniales	51
6.	Questions financières	52
6.1	Financement	52
6.2	Frais supplémentaires liés à la demande pour le transport du gaz brut	52
6.3	Estimation des répercussions sur les droits	53
7.	Faisabilité économique	54
8.	Décision	56

Tableaux

2-1	Comparaison des estimations des réserves établies restantes et du potentiel non découvert	10
3-1	Contrats de service	16
3-2	Prévision du marché global	20
4-1	Résumé des estimations du coût en capital de l'agrandissement de l'usine de Pine River ..	30
4-2	Résumé des estimations du coût en capital pour l'agrandissement du réseau pipelinier Grizzly	31

Figures

1-1	Carte du réseau de Westcoast Energy Inc.	2
1-2	Carte de situation - Projet d'agrandissement de l'usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly	3
2-1	Prévision de la capacité de production établie par Westcoast pour la zone d'approvisionnement de Pine River	12
2-2	Prévision de la capacité de production établie par l'Office pour la zone d'approvisionnement de Pine River	13
4-1	Agrandissement de l'usine de Pine River diagramme préliminaire de la fonction de traitement	26

Liste des Annexes

I	Liste des questions	57
II	Ordonnance XG-W5-28-93	58

Abréviations

ACNOR	Association canadienne de normalisation
Amoco	Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée
BFEÉE	Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales
CanWest	CanWest Gas Supply Inc.
C.-B.	Colombie-Britannique
DE	diamètre extérieur
Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE	<i>Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement</i>
El Paso	El Paso Natural Gas Company
ETPCB	ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la Colombie-Britannique
É.-U.	États-Unis
ha	hectare(s)
H ₂ S	hydrogène sulfuré
Kern River	Kern River Gas Transmission Company
kg	kilogramme(s)
km	Kilomètre(s)
kPa	kilopascal(s)
lb/po ²	livre(s) le pouce carré
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³	mètre(s) cube(s)
m ³ /j	mètre(s) cube(s) par jour
MCRC	Mineral and Chemical Resources Company
mm	millimètre(s)
MPO	ministère des Pêches et des Océans
Norcen	Norcen Energy Resources Limited
Northwest	Northwest Pipeline Corporation
ONÉ ou l'Office	Office national de l'énergie
Ocelot	Ocelot Energy Inc.
Petro-Canada	Petro-Canada Ressources
Petrosul	Petrosul International Ltd.
PFUPC	provision pour les fonds utilisés pendant la construction

PGT	Pacific Gas Transmission Company
PNG	Pacific Northern Gas
ppm	partie(s) par million
Province	ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières et ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la C.-B., au nom de la province de la C.-B.
RDLC	Ron Dickson Labour Consulting
RMEC	Rocky Mountain Ecosystem Coalition
Sceptre	Sceptre Resources Limited
SCOT	Shell Claus Offgas Treating (procédé de désulfuration du gaz de queue de Claus mis au point par Shell)
SDL	société de distribution locale
Shell	Shell Canada Limitée
SO ₂	anhydride sulfureux
Talisman	Talisman Energy Inc.
TEG	triéthylène glycol
Transwestern	Transwestern Pipeline Company
µg/m ³	microgramme(s) le mètre cube
Westcoast, la société ou le demandeur	Westcoast Energy Inc.
10 ⁶ pi ³	million(s) de pieds cubes
10 ⁶ pi ³ /j	million(s) de pieds cubes par jour
10 ¹² pi ³	billion(s) de pieds cubes

Exposé et comparutions

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

ET RELATIVEMENT à une demande présentée conformément à l'article 58 de la Loi, le 19 janvier 1993, par Westcoast Energy Inc., dans sa version modifiée, en vue de l'obtention d'une délivrance en vertu de laquelle certaines installations que Westcoast propose d'ajouter à son réseau pipelinier seraient soustraites aux dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi, demande déposée auprès de l'Office sous le numéro de dossier 3400-W005-67;

ET RELATIVEMENT à l'ordonnance d'audience GH-1-93 de l'Office national de l'énergie énonçant les directives sur la procédure.

ENTENDUE à Fort St. John (Colombie-Britannique) les 5 et 6 mai 1993.

DEVANT:

R. B. Horner. c.r.	Membre président
J.-G. Fredette	Membre
R. Illing	Membre

COMPARUTIONS:

J. Lutes	Westcoast Energy Inc.
R. Sirett	
B. Rogers	B.C. Provincial Council of Carpenters
R. Loro	Peace River Labour Council
R. Dickson	Ron Dickson Labour Consulting et six syndicats de métiers
D.A. Holgate	Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée et Talisman Energy Inc.
W.B. Frasson	B.C. Gas Inc.
R.C. Beattie	CanWest Gas Supply
B. Thompson	Norcen Energy Resources Limited
E. S. Decter	Shell Canada Limitée
M. Heule	Ocelot Energy Inc.
R. S. Miller	Petro-Canada Ressources

R. Lee	Sceptre Resources Limited
N. Conrad	représentant de R. E. Wolf et du Riel Institute
M. D. Sawyer	Rocky Mountain Ecosystem Coalition, représentant également la Speak Up for Wild Life Foundation, le Riel Institute, le Western Canada Wilderness Committee et la Chetwynd Environmental Society
J. Hannam	District régional de Peace River, zone électorale «E»
D. Champagne	Office national de l'énergie

Chapitre 1

Contexte

1.1 La demande

Le 19 janvier 1993, Westcoast Energy Inc. («Westcoast», «la société» ou «le demandeur») a déposé auprès de l'Office national de l'énergie («l'ONE» ou «l'Office») une demande en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'Office national de l'énergie («la Loi») en vue d'obtenir une ordonnance autorisant l'agrandissement de son usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly en Colombie-Britannique («C.-B.»)¹. Par la suite, Westcoast a déposé un ensemble de modifications ainsi qu'un supplément environnemental, sous le pli d'une lettre datée du 26 février 1993. La société a également apporté d'autres modifications à sa demande dans ses lettres du 3 et du 5 mai 1993.

Comme le montre la carte du réseau de Westcoast présentée à la figure 1-1, l'usine de Pine River est située dans le nord-est de la C.-B., près de la ville de Chetwynd. En fait, le complexe comprend une usine de traitement du gaz et une usine de récupération du soufre. Le gaz brut est transporté à l'usine par le réseau pipelinier Grizzly que Westcoast possède et exploite.

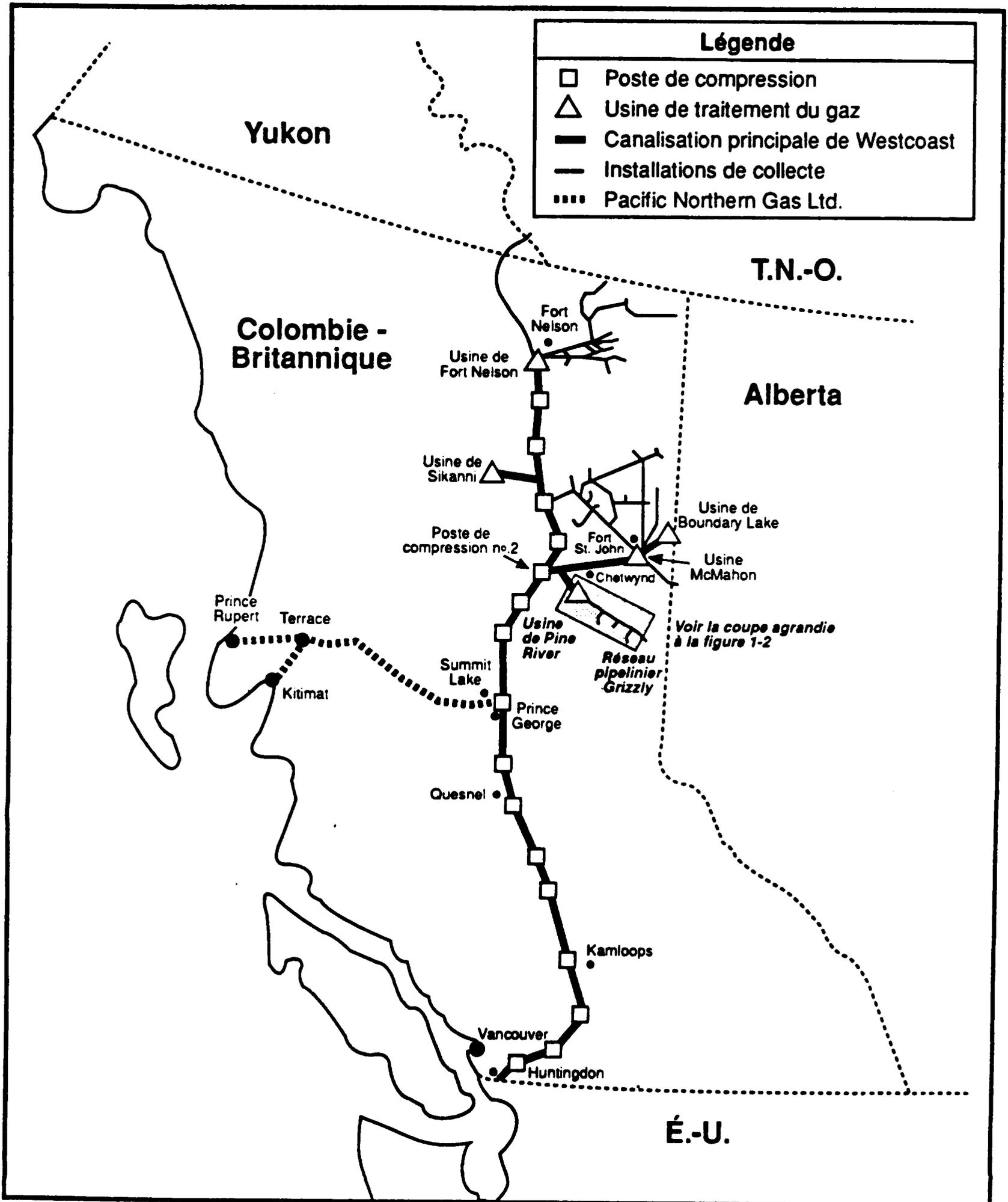
Le projet d'agrandissement de l'usine de Pine River, dont le coût est estimé à près de 232 millions de dollars, permettrait d'accroître la capacité de traitement du gaz brut de l'usine de $7,37 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($260 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à $15,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($560 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à compter du 1^{er} novembre 1994. La capacité de l'usine en termes de volume de gaz résiduel augmenterait de $5,38 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($190 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à $12,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($441 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) tandis que celle de l'usine de soufre serait de 2 000 tonnes par jour au lieu de 1 097 tonnes par jour.

Le projet connexe d'agrandissement du réseau pipelinier Grizzly, dont le coût estimatif s'élève à environ 68,3 millions de dollars, comprendrait la mise en place de quatre tronçons séparés de canalisation. Voici une description des tronçons visés par la demande, qui sont d'ailleurs illustrés à la figure 1-2:

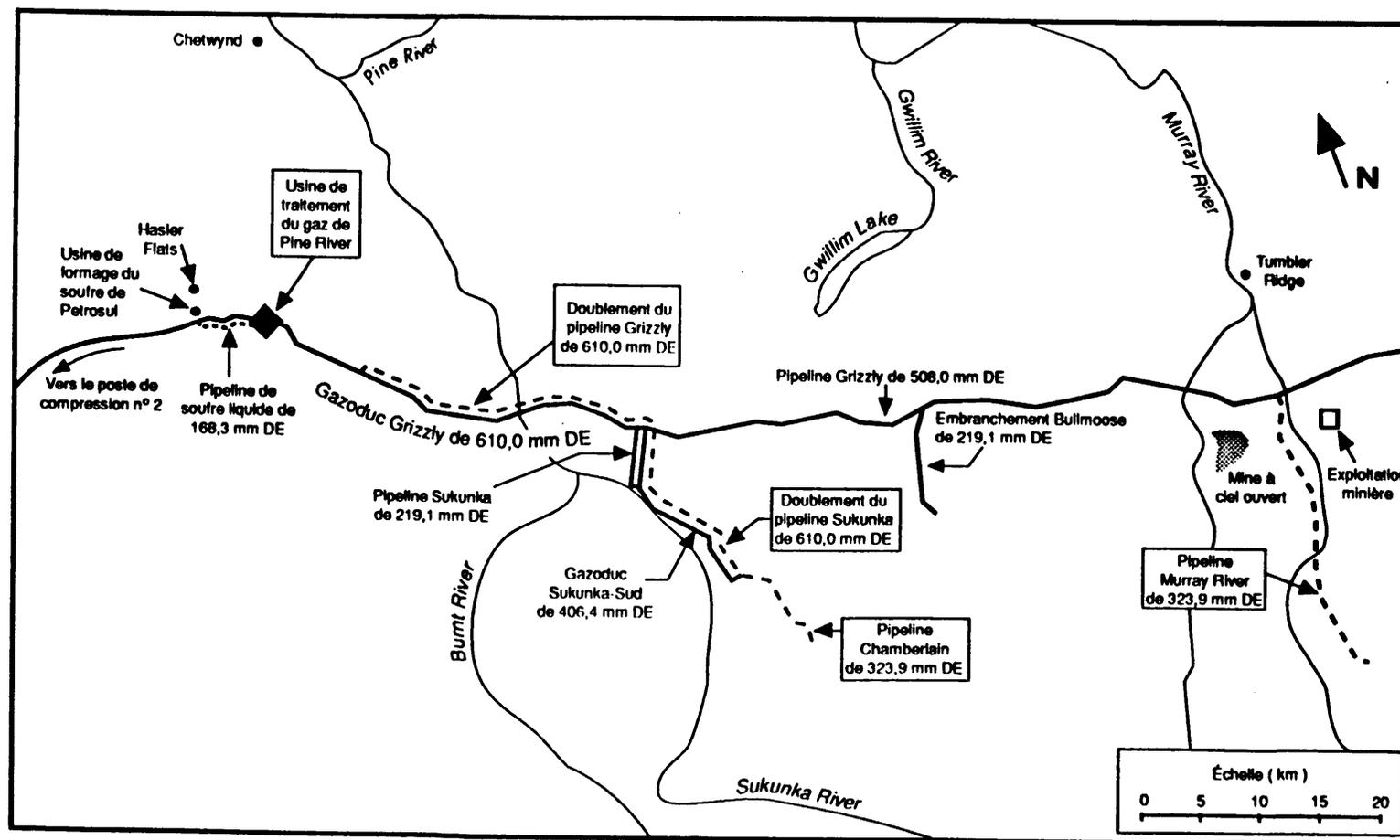
- (1) *le Pipeline Chamberlain* - canalisation de 323,9 mm (12,75 po) de diamètre et d'environ 8,9 km (5,5 milles) de longueur reliant le champ Chamberlain au pipeline Sukunka-Sud;
- (2) *le Pipeline Murray River* - canalisation de 323,9 mm (12,75 po) de diamètre et d'environ 24 km (14,9 milles) de longueur reliant le champ Murray River au réseau de transport de gaz brut déjà en place;
- (3) *le Doublement Sukunka* - section de doublement de 610 mm (24 po) de diamètre et d'environ 15,2 km (9,4 milles) de longueur visant à accroître la capacité pipelinrière dans les régions de Sukunka et Sukunka-Sud; et

¹ L'Office a autorisé la construction originale de l'usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly en délivrant le certificat GC-58 daté du 3 février 1978.

Figure 1-1
**Carte du réseau de
 Westcoast Energy Inc.**



Carte de situation - Projet d'agrandissement de l'usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly



- (4) *le Doublement Grizzly* - section de doublement de 610 mm (24 po) de diamètre et d'environ 26,6 km (16,5 milles) de longueur visant à accroître la capacité de transport du pipeline Grizzly en direction de l'usine de Pine River.

Le projet d'agrandissement prévoit aussi la construction, par Westcoast, d'un pipeline en surface de 168,3 mm (6,63 po) de diamètre et de 5,5 km (3,4 milles) de longueur qui transporterait le soufre liquide de l'usine de récupération à une usine de formage du soufre que Petrosul International Ltd. («Petrosul»)¹ possède et exploite. Cette canalisation, dont l'emplacement est indiqué sur la figure 1-2, remplacerait le service de camionnage utilisé pour transporter le soufre liquide d'une usine à l'autre. Le chapitre 4 du présent rapport contient des renseignements supplémentaires sur cette canalisation ainsi que sur les autres installations visées par la demande.

1.2 L'instance GH-1-93

Le 10 mars 1993, l'Office a délivré l'ordonnance GH-1-93 énonçant les directives sur la procédure pour l'audience publique devant être tenue à propos du projet d'agrandissement de l'usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly mis de l'avant par Westcoast.

Suite à la diffusion de cette ordonnance, l'Office a tenu une audience publique à Fort St. John (C.-B.), les 5 et 6 mai 1993.

1.3 Motions d'ajournement

La Rocky Mountain Ecosystem Coalition («la RMEC») et M. R. E. Wolf ont chacun déposé une motion d'ajournement les 26 et 29 avril 1993, respectivement. La première motion visait à lever l'audience publique pour qu'elle ne reprenne que 60 jours après la soumission de toutes les études en cours sur les effets environnementaux, afin de permettre aux parties d'examiner les rapports d'étude en question. La deuxième motion visait à lever l'audience de façon qu'elle reprenne six mois après la présentation des études en question. Les deux motions reposaient sur les mêmes motifs, à savoir:

- «1. La très courte période de préavis précédant la date limite de dépôt des interventions cause un bris des principes d'équité car elle place effectivement le grand public d'une façon désavantageuse en l'empêchant de participer efficacement au processus.
2. Des renseignements importants sur les effets environnementaux du projet mis de l'avant ne sont et ne seront pas fournis avant la date prévue de l'audience, ce qui empêchera le grand public d'exprimer un point de vue ou un commentaire cohérent sur ces aspects du projet.»

¹ Le coût du pipeline de soufre liquide dont Westcoast projette la construction a été inclus dans l'estimation de 232 millions de dollars faite pour l'agrandissement de l'usine de Pine River. Pour obtenir plus de renseignements sur les estimations de coûts de Westcoast, le lecteur est prié de consulter la section 4.5 du présent rapport.

L'Office a décidé d'entendre les motions à Fort St. John, à titre de question préalable, après quoi il déciderait s'il doit procéder à l'audience.

Les arguments présentés à l'appui des motions d'ajournement reposaient sur un certain nombre de points. L'Office a entendu les déclarations des tenants et des opposants, et il a examiné chaque point afin de se prononcer sur celles-ci.

1.3.1 Caractère adéquat de l'avis

Plusieurs intervenants ont appuyé la motion d'ajournement en faisant valoir que l'avis d'audience publique avait été publié trop tard dans divers journaux, compte tenu de la date limite de dépôt des interventions. Selon certaines parties, le grand public n'a pas eu le temps voulu pour préparer la plaidoirie. Par contre, les opposants ont fait valoir que la préparation d'une intervention est un exercice simple exigeant des ressources minimales et que les délais impartis pour la présentation des demandes de renseignements et des commentaires après le dépôt d'une intervention donnent à toutes les parties intéressées assez de temps pour établir leur propre position. De plus, ils ont déclaré que le processus de préavis public a débuté en septembre 1992 avec la publication d'avis dans les journaux locaux suivie de rencontres publiques organisées par Westcoast dans la région, et qu'il a permis d'informer toutes les parties locales susceptibles d'être touchées par le projet.

Opinions de l'Office

En examinant cette question, l'Office constate que les Directives sur la procédure pour l'ordonnance d'audience GH-1-93 ont été diffusées le 10 mars 1993. Ces Directives établissaient le calendrier des activités, notamment la date limite de dépôt des interventions, en l'occurrence le 23 mars 1993. Également, selon ce calendrier, la date limite de dépôt de la preuve par les intervenants était le 1^{er} avril 1993, et la date limite de dépôt des commentaires sur l'examen environnemental était le 6 avril 1993.

L'Office retient le point soulevé par plusieurs intervenants, à savoir que l'avis d'audience publique, qui a été publié par Westcoast conformément aux Directives sur la procédure, prévoyait un court délai pour la préparation et le dépôt des interventions. Cependant, l'Office tient à préciser que la préparation d'une intervention ne constitue pas une tâche onéreuse. En effet, il suffit pour un intervenant éventuel de déposer une lettre indiquant son intention d'intervenir, d'inscrire son nom et son adresse postale, de donner une brève description de la nature de son intérêt à l'égard de l'audience et d'énoncer clairement les questions qu'il entend aborder à l'audience.

D'ailleurs, l'Office souligne que pour aider les parties intéressées à bien saisir les procédures de la présente audience, l'avis d'audience publique indiquait également que les intervenants potentiels pouvaient obtenir des renseignements supplémentaires auprès de la personne ressource de l'Office et du demandeur. L'Office convient qu'il est malheureux que Westcoast n'ait pas publié l'avis plus tôt. Cependant, l'Office n'est pas convaincu qu'en raison de la date tardive de publication, les parties n'ont pu participer

pleinement à l'instance. En ce qui a trait notamment à la RMEC et à M.R.E. Wolf, ils ont pu en fait préparer leurs mémoires et leurs plaidoiries en vue de l'audience entre le 18 mars 1993 (date de la publication de l'avis dans un journal de Calgary) et le 5 mai 1993 (date du début de l'audience). En effet, l'Office a toujours fait preuve de souplesse en acceptant les interventions et les mémoires déposés en retard, et il a accordé, sur demande, le statut d'intervenant tardif à l'instance GH-1-93. Par conséquent, aucune partie qui a sollicité le statut d'intervenant à l'audience ne l'a été refusé.

En dernier lieu, l'Office estime que le processus de préavis public, qui a débuté en septembre 1992, a permis de faire part des plans du demandeur aux parties les plus susceptibles d'être touchées par les installations projetées. L'Office reconnaît que le processus a été axé principalement sur les localités environnantes et n'a pas été étendu à l'ensemble de la province ni au-delà des frontières de la C.-B. Cependant, à la lumière de la preuve déposée à l'appui du processus de préavis public, l'Office est satisfait que toutes les parties susceptibles d'être touchées par les installations projetées ont été informées du projet d'agrandissement bien avant le dépôt de la demande, le 19 janvier 1993.

1.3.2 Complexité de la demande

A l'appui des motions d'ajournement, des intervenants ont déclaré que la demande suppose des dépenses de plus de 300 millions de dollars et porte sur des questions hautement techniques. Ils ont fait valoir que le grand public n'a pas les ressources ou les compétences voulues pour examiner ces questions. Selon eux, il était injuste et inéquitable que le demandeur et les tenants de la demande disposent des services de personnes très formées et qualifiées. Par contre, les opposants ont fait valoir que, même si une usine de gaz constitue une opération technique complexe, la technologie est bien connue et utilisée depuis environ 40 ans. De plus, ils ont souligné que les installations d'usine de gaz visées par la demande ne sont pas des installations entièrement nouvelles mais plutôt un agrandissement d'installations en place sur un site déjà amené.

Opinions de l'Office

En examinant cette question, l'Office n'a pas conclu qu'en raison de la nature technique de l'agrandissement de l'usine de gaz, il fallait prolonger la période d'examen. La demande, qui a été déposée 15 semaines avant l'audience, contenait les renseignements essentiels concernant la conception des installations demandées. Plusieurs organismes gouvernementaux, dont l'Office national de l'énergie, ont mené un examen intensif de la demande. De plus, des demandes de complément d'information ont été adressées à Westcoast au besoin, et celle-ci y a répondu de façon satisfaisante.

1.3.3 Exhaustivité de la demande

A l'appui des motions d'ajournement, un autre point a été soulevé et débattu, soit le fait que la demande était présumément incomplète. Selon la RMEC, la demande était incomplète parce que certaines études environnementales n'avaient pas été réalisées. Au nombre des lacunes, la RMEC a cité notamment les

études de référence sur les pêches ainsi que la brièveté du texte du demandeur sur les effets des tronçons de pipeline sur les grizzlis et les ours noirs. Elle a fait valoir que sans ces renseignements, il est impossible de se prononcer en vertu du *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE»). De plus, elle a prétendu qu'étant donné l'absence de quelques études, les intervenants n'ont pas été en mesure de déposer une objection complète et éclairée à la demande en vertu des paragraphes 11(1) et (2) des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie*, et que leur droit d'intervention a donc été neutralisé. Le représentant de M.R.E. Wolf a appuyé les arguments invoqués par la RMEC et il a ajouté que la demande était encore plus incomplète du fait qu'elle n'abordait pas les questions liées à la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Il a également indiqué que la demande était incomplète parce que l'évaluation environnementale ne traitait pas des effets cumulatifs des puits de gaz, des programmes de forage et de la mise en valeur et l'exploitation d'une ressource non renouvelable dans l'avenir.

En réplique, on a fait valoir que la demande était complète et que, de toute évidence, le projet pourrait être réalisé d'une manière soucieuse de l'environnement. Les opposants à la motion ont également fait valoir que les études attendues visaient simplement à confirmer les constatations et à finaliser les techniques de construction et qu'elles n'étaient pas nécessaires pour évaluer les effets environnementaux du projet. De plus, ils ont prétendu que l'Office ne pouvait déterminer si les renseignements en matière d'environnement étaient complets ou non sans avoir au préalable entendu toute la preuve, y compris celle qui est produite dans le cadre de l'audience.

Opinions de l'Office

En se fondant sur ces arguments, l'Office a décidé que la façon la plus efficace d'évaluer le caractère adéquat de l'information consistait à procéder à l'étape de la preuve. Pour être en mesure de déterminer si les lacunes de la demande étaient susceptibles d'empêcher la réalisation d'une évaluation environnementale complète, si la preuve produite permettait de démontrer que le projet pourrait être exécuté d'une manière soucieuse de l'environnement et si des mesures d'atténuation faisant appel à des techniques connues pourraient être prises, l'Office devrait d'abord instruire toute la cause du demandeur.

En ce qui a trait à l'argument selon lequel l'absence d'un examen des questions liées à la sécurité de l'approvisionnement constitue une lacune de la demande, l'Office fait remarquer que cette dernière a été présentée en vertu de la Partie III de la Loi. Celle-ci énonce les exigences à respecter pour la construction et l'exploitation des pipelines, ce qui comprend l'étude de la disponibilité des approvisionnements nécessaires pour assurer la viabilité et la faisabilité des installations envisagées. La Partie VI de la Loi porte sur le processus de délivrance des licences d'exportation et d'importation dans le cadre duquel l'Office se penche sur les questions liées à la sécurité de l'approvisionnement. Par conséquent, l'Office n'examine pas les questions liées à la sécurité de l'approvisionnement dans le cas d'une demande visant des installations et présentée en vertu de la Partie III et, pour cette raison, il ne saurait conclure que la demande est déficiente à cet égard.

En ce qui a trait aux effets cumulatifs associés à l'activité future de forage, d'exploration et de mise en valeur en Colombie-Britannique, cette question relève de la compétence provinciale et non de l'Office. Le chapitre 5 présente d'ailleurs une analyse détaillée de l'évaluation de la preuve environnementale faite par l'Office au sujet des questions relevant de sa compétence.

1.3.4 Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, article 16

A l'appui des motions d'ajournements, les intervenants ont fait valoir que l'Office ne s'était pas conformé à l'article 16 du Décret sur le PÉEE et qu'il n'avait pas établi, de concert avec le Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales («BFEÉE»), de procédures écrites pour statuer en vertu de l'article 12 du Décret et que, par conséquent, il n'avait pas de critères permettant de déterminer si les effets potentiels seraient «importants» ou «minimes». Étant donné que l'application de l'article 16 est nécessaire pour examiner les questions liées à l'importance des effets environnementaux, la RMEC a affirmé qu'elle ne pourrait pas répondre à la demande présentée parce que l'Office n'avait pas élaboré de définition, allant ainsi à l'encontre du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Par conséquent, elle a fait valoir que tant que les critères pertinents ne sont pas déposés auprès du BFEÉE, comme point de droit, les motions d'ajournement sont bien fondées.

Opinions de l'Office

L'Office constate qu'à l'appui des motions d'ajournement, les intervenants ont affirmé que l'Office n'avait établi aucune procédure écrite en consultation avec le BFEÉE, empêchant ainsi les intervenants de participer efficacement au processus d'audience. L'Office souhaite préciser qu'il a établi une méthode d'examen de concert avec le BFEÉE et, qu'en vertu de ces modalités, il doit appliquer les critères d'examen environnemental des projets afin d'être en mesure de classer ces derniers en vertu de l'article 12 du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Les installations visées par la demande ne faisaient pas partie de la liste d'exclusion automatique. Par conséquent, un examen environnemental s'imposait, et le critère permettant de déterminer si les effets environnementaux possibles du projet seraient importants, minimes ou atténuables à l'aide de techniques connues est un critère objectif. Dans le cadre du processus d'audience publique de l'Office, rien n'a empêché les intervenants de produire leur propre preuve et de contester les effets environnementaux présumés. L'Office estime donc que cet argument en faveur de la motion d'ajournement est sans fondement.

Décision

Après avoir entendu les arguments et les déclarations, l'Office a rejeté les motions d'ajournement dans une décision qui se lit comme suit à la page 103 de la transcription:

«... L'Office prend au sérieux ses responsabilités en matière d'environnement, et tout demandeur ou intervenant qui pense le contraire est mal avisé.

L'Office rejette les motions d'ajournement. Il a établi que le processus de notification du public, notamment le processus de préavis public, a été suffisant. Il procédera donc à l'audience. La preuve environnementale complète du demandeur, soumise au contre interrogatoire prévu à la Loi sur l'ONE, permettra à l'Office de se prononcer en vertu du Décret sur les lignes directrices visant le PEEE» (traduction littérale).

Se fondant sur cette décision, l'Office a donc procédé à l'étape de la preuve de l'audience.

1.4 Demande de citation à comparaître

Dans sa lettre du 26 avril 1993, la RMEC a demandé que l'Office fasse comparaître M. Brian Churchill, un biologiste professionnel autorisé à l'emploi du ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la Colombie-Britannique («ETPCB»), pour qu'il fournisse des éléments de preuve quant au caractère adéquat de la demande et aux effets néfastes possibles du projet envisagé sur la faune de la région touchée, et notamment sur les grizzlis. A l'appui de cette requête, la RMEC a fait valoir qu'étant donné la complexité des questions examinées et le manque d'expertise et de ressources de la RMEC, celle-ci avait besoin que M. Churchill compareisse et produise la preuve relative aux questions soulevées.

Décision

L'Office a rejeté la demande de citation à comparaître parce que, selon lui, la RMEC n'a pas présenté un cas *prima facie* démontrant que la preuve produite par M. Churchill serait pertinente et nécessaire dans le cadre de l'instance.

Chapitre 2

Approvisionnement en gaz

2.1 Réserves établies

Westcoast a fourni des estimations des réserves établies de gaz afin de démontrer la suffisance de l'offre globale de gaz dans la zone d'approvisionnement de Pine River. Les volumes de gaz situés dans les formations plus profondes que la formation Halfway n'ont pas été inclus dans les estimations car les tests effectués n'ont pas permis de conclure avec suffisamment de certitude à la viabilité économique de ces formations. Comme le montre le tableau 2-1, l'estimation des réserves établies faite par l'Office est supérieure d'environ 10% à celle de Westcoast.

TABLEAU 2-1

**Comparaison des estimations des réserves établies restantes
et du potentiel non découvert ¹**
10⁹m³ (10¹²pi³)

	Westcoast	ONÉ
Réserves établies restantes	29,5 (1,0)	31,6 (1,1)
Potentiel non découvert	<u>170,6 (6,0)</u>	<u>138,8 (4,9)</u>
Total	200,1 (7,0)	170,4 (6,0)

1. Au 31 décembre 1992.

Les estimations des réserves établies fournies par Westcoast visaient 61 gisements situés dans 11 zones de collecte. Environ 60 % des réserves de ces gisements ont été calculées à l'aide de méthodes d'analyse volumétrique mais, en raison de la nature complexe des structures, Westcoast a reconnu que des erreurs pouvaient se glisser. Dans le cas des gisements en production, qui représentent les 40 % restants, Westcoast a eu recours à l'analyse de la baisse de la production et du bilan de matière pour dresser ses estimations des réserves.

Dans son analyse de l'approvisionnement en gaz, l'Office préfère utiliser l'analyse du bilan de matière ou de la baisse de la production pour dresser ses estimations des réserves établies. S'il ne dispose pas de données adéquates sur le rendement, il recourt à l'analyse volumétrique. L'Office convient qu'il dispose d'une quantité limitée de données pour mener l'analyse du bilan matières. Cependant, la nature des gisements en cause est telle qu'une analyse volumétrique donne des résultats encore moins fiables. Selon l'analyse faite par l'Office, l'estimation des réserves établies est légèrement supérieure à celle qui a été dressée par Westcoast en raison de l'effet combiné des interprétations divergentes des paramètres des réservoirs comme la production nette et la superficie de nombre des gisements.

2.2 Potentiel non découvert

En plus des estimations des réserves établies, Westcoast a fourni une estimation du potentiel de gaz non découvert restant s'établissant à $170,6 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($6,0 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) dans la zone d'approvisionnement de l'usine de Pine River (voir le tableau 2-1).

Pour établir son estimation du potentiel non découvert des formations Pardonet et Baldonnel, Westcoast a calculé le potentiel de gaz des structures existantes au moyen d'essais d'écoulement, des structures définies par prospection sismique et des réserves de gaz prévues non identifiées. L'estimation faite par Westcoast du potentiel non découvert est fondée en grande partie sur les estimations volumétriques des réserves dans les structures identifiées à l'aide de cartes sismiques et de cartes de gisements.

L'Office a établi une échelle d'estimations du potentiel non découvert de la zone d'approvisionnement de l'usine de Pine River. Cette échelle est fondée sur son évaluation indépendante du potentiel non découvert du gisement Pardonet-Baldonnel. Pour son analyse, l'Office a fait appel à des méthodes déterministes et stochastiques utilisant les données existantes (y compris la distribution spatiale des gisements connus, la taille de gisements, les taux de succès, le genre de piège structural et la composition du gaz acide), et il a établi ses estimations du potentiel non découvert des zones non forées. L'Office convient que les estimations du potentiel non découvert ne sont pas très fiables, qu'il s'agisse des volumes qui seront découverts ou de la composition du gaz qui sera découvert.

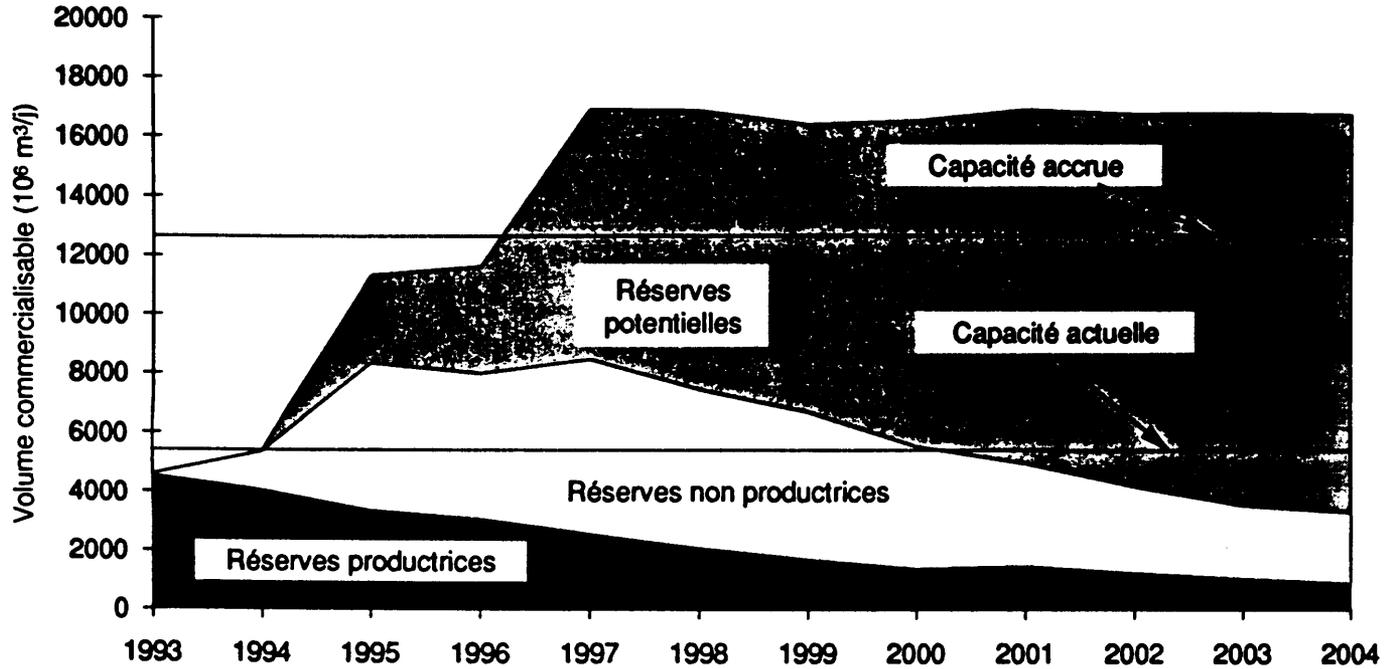
Westcoast a relevé neuf zones de collecte et, à chacune d'elles, elle a attribué des ajouts potentiels en fonction des extensions de gisements et des structures définies par prospection sismique et non soumises au forage. Le potentiel restant de ces zones, estimé par Westcoast à $114 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($4,0 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$), est semblable au potentiel non découvert estimé par l'Office, soit $122 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($4,3 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$), suivant une moyenne statistique de 44% de probabilité, pour les mêmes zones. L'Office juge que l'estimation de $56 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($2,0 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) établie par Westcoast pour les trois autres zones (Falls, Carbon Creek et Stone Creek) est trop hypothétique à ce moment-ci. Selon la moyenne statistique, l'Office estime à $16 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($0,6 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) le potentiel non découvert de ces trois dernières zones.

Pour le potentiel restant de toutes les zones, l'Office juge raisonnable une échelle d'estimations du potentiel non découvert restant de la zone d'approvisionnement se situant entre $71 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($2,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) et $198 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($7,0 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$), selon des niveaux respectifs de probabilité de 95% et de 5%. L'Office constate que l'estimation de Westcoast se situe dans cette échelle.

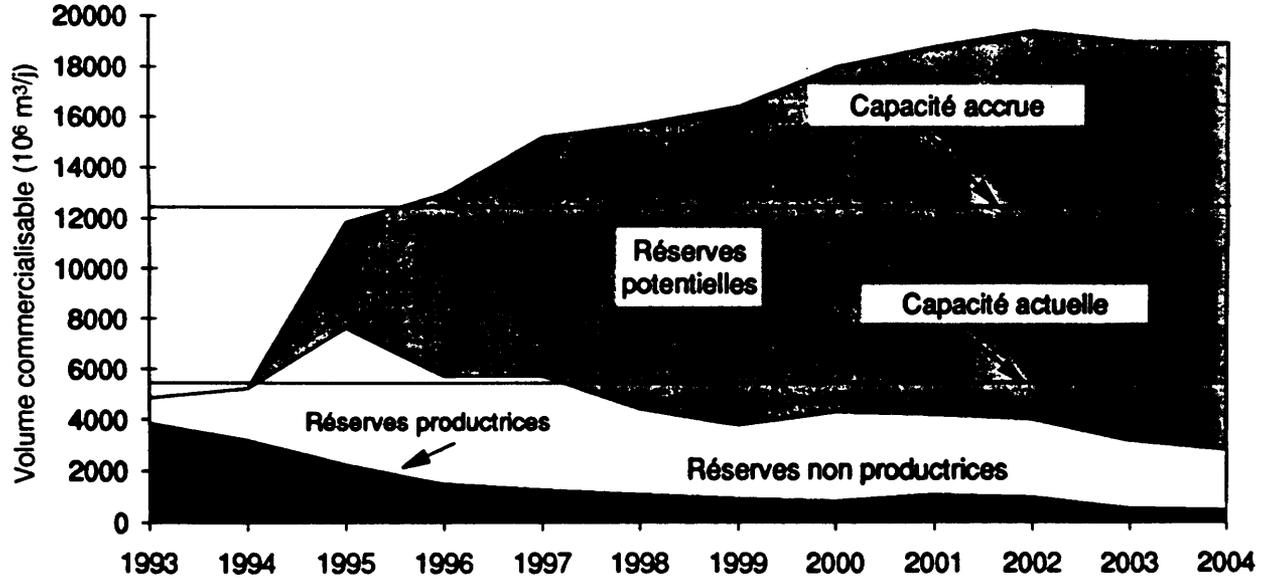
2.3 Capacité de production

L'estimation faite par Westcoast de la capacité de production englobe trois catégories de réserves de gaz: productrices, non productrices et potentielles. La figure 2-1 présente une comparaison de l'estimation faite par Westcoast de la capacité de production de chacune des catégories avec la capacité de l'usine actuelle et celle de l'usine agrandie. Pour établir ses projections, Westcoast a présumé qu'une partie du potentiel non découvert serait mise en valeur de façon à atteindre la capacité de traitement proposée de l'usine agrandie à compter de 1995 ainsi que la capacité proposée pour 1997.

Figure 2-1
Prévision de la capacité de production établie par Westcoast
pour la zone d'approvisionnement de Pine River



Prévision de la capacité de production établie par l'Office pour la zone d'approvisionnement de Pine River



La figure 2-2 compare les estimations de la capacité de production établies par l'Office pour chacune des trois catégories de réserves susmentionnées avec la capacité de l'usine actuelle et la capacité de l'usine agrandie. Selon les estimations dressées par Westcoast et l'Office, la capacité de production globale excédera la capacité de l'usine agrandie après 1994. L'estimation faite par l'Office de la capacité de production à même les réserves établies est inférieure à celle qui a été établie par Westcoast. Selon les prévisions de l'Office, un potentiel non découvert de $100 \cdot 10^9 \text{m}^3$ ($3,5 \cdot 10^{12} \text{pi}^3$) pourrait s'ajouter aux réserves existantes au cours des 15 prochaines années. Étant donné ces ajouts aux réserves, l'Office prévoit que la capacité de production adéquate permettra d'utiliser pleinement la capacité de l'usine agrandie projetée.

Selon les expéditeurs des volumes de gaz associés au projet d'agrandissement, il existe un lien entre l'exploration, la production et la commercialisation en raison des coûts élevés d'exploitation propres à la zone d'approvisionnement de Pine River. Ce lien est essentiel pour assurer la mise en valeur continue de cette zone. Les prévisions relatives à l'activité de forage fournies par tous les expéditeurs, à l'exception de CanWest, semblent appuyer l'estimation faite par Westcoast, à savoir que 40 puits de gaz productifs devaient être creusés de 1993 à 2004. Les expéditeurs des volumes de gaz associés au projet d'agrandissement ont également appuyé les estimations de Westcoast concernant la composition du gaz acide et, à leur avis, la conjoncture économique favorisera l'utilisation à long terme des installations agrandies même si l'acidité accrue donnait lieu à des réductions de débit ou à l'aménagement d'installations additionnelles d'épuration du gaz de queue.

2.4 Opinions de l'Office

Les estimations de la capacité de production dressées par Westcoast et l'Office sont semblables. L'Office constate que l'agrandissement de l'usine de Pine River repose essentiellement sur le potentiel non découvert, qui représente une estimation fort spéculative pour ce qui est des volumes qui seront découverts ou de la composition du gaz qui sera trouvé. L'estimation du potentiel non découvert faite par Westcoast se situe dans une échelle que l'Office juge raisonnable. Pour ce qui est de l'estimation du potentiel non découvert, l'Office fait remarquer que même si l'activité de forage s'avère plus faible que prévue, les ajouts de réserves non découvertes devraient être suffisants afin de permettre d'atteindre le niveau d'ajouts aux réserves nécessaire pour assurer une utilisation soutenue de la capacité globale de l'usine agrandie.

Chapitre 3

Besoins

3.1 Contrats de service et marchés propres au projet

3.1.1 Contrats de service

A l'appui de sa demande, Westcoast a déposé des contrats de service garanti signés d'une durée de dix ans pour le transport de $12\,999,6\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($458,9\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) et le traitement de $10\,434,2\ 10^6\text{m}^3/\text{j}$ ($368,3\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$) de gaz au total (voir le tableau 3-1).

Westcoast a expliqué que lorsque le projet d'agrandissement serait réalisé, elle pourrait fournir seulement un service partiel aux sociétés Petro-Canada, Talisman et Shell pour les volumes globaux indiqués dans leurs contrats respectifs de service de transport et de traitement.

Westcoast a souligné qu'au 23 mars 1993, les demandes de service de transport en file d'attente, en amont de l'usine de Pine River, totalisaient $41\,064,7\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($1\,449,6\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$). De même, Westcoast a fait remarquer qu'à la même date, la file d'attente pour le service de traitement à l'usine de Pine River était constituée de demandes de service représentant un total de $24\,995,0\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ ($881,0\ 10^6\text{pi}^3/\text{j}$).

A l'appui de son projet d'agrandissement de l'usine de Pine River, Westcoast a indiqué que les expéditeurs actuels des volumes de gaz de l'usine avaient accepté de prolonger à cinq ans la durée d'un certain nombre de leurs contrats de service de traitement en vigueur, dont la plupart avaient une durée d'un an. Les volumes faisant l'objet d'un prolongement de contrat de service de traitement équivaldront aux volumes mis sous contrat par chacun des expéditeurs à même la capacité supplémentaire associée à l'agrandissement. Westcoast a expliqué que la prorogation entrera en vigueur à la plus éloignée des dates suivantes: 1^{er} novembre 1994 ou date à laquelle le service de traitement dans les installations agrandies sera offert. Westcoast a fait remarquer qu'après le prolongement du service de traitement existant, la durée moyenne des contrats de service à l'usine de Pine River, après l'agrandissement de celle-ci, sera de 7,1 ans, ce qui représente une augmentation appréciable par rapport à la moyenne actuelle de 1,2 an.

3.1.2 Marchés propres au projet

CanWest Gas Supply Inc. («CanWest») est une société qui appartient à un groupe de producteurs de gaz avec laquelle elle a conclu des contrats de vente de gaz. CanWest a indiqué que le gaz qui sera transporté et traité dans les installations de l'usine agrandie de Pine River n'est pas destiné à un marché particulier mais qu'il constituera plutôt une partie de sa réserve de gaz. CanWest a expliqué qu'elle doit disposer d'approvisionnements supplémentaires pour compléter ses réserves qui sont déjà assujetties à des contrats et dont la productibilité diminuera naturellement au fil des ans. CanWest a fait remarquer qu'elle dispose actuellement d'une capacité pipelinère suffisante en aval sur le réseau de Westcoast et qu'elle a obtenu toutes les autorisations voulues de la part des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis.

TABLEAU 3-1
Contrats de service

	Transport de gaz brut ^{(1) (2)}		Traitement ^{(1) (3)}	
	(10 ³ m ³ /d)	(10 ⁶ pi ³ /j)	(10 ³ m ³ /d)	(10 ⁶ pi ³ /j)
CanWest Gas Supply Inc.	1 013,1	35,8	708,2	25,0
Norcen Energy Resources Ltd.	233,0	8,2	200,0	7,1
Ocelot Energy Inc.	1 635,0	57,7	1 222,0	43,1
Petro-Canada Resources	3 155,9	111,4	2 600,0	91,8
Sceptre Resources Limited	538,9	19,0	402,0	14,2
Shell Canada Limited	2 904,8	102,5	2 436,0	86,0
Talisman Energy Inc.	3 518,9	124,2	2 866,0	101,2
TOTAL	12 999,6	458,9	10 434,2	368,3

- ⁽¹⁾ Tous les contrats de service entrent en vigueur à compter de la plus éloignée des dates suivantes: (1) date à laquelle Westcoast est en mesure de fournir le service et (2) 1^{er} novembre 1994.
- ⁽²⁾ Tous les contrats de service de transport du gaz brut expirent à la plus rapprochée des deux dates suivantes: (1) dernier jour de la durée minimale pendant laquelle Westcoast fournira ce service sans facturer de frais supplémentaires liés à la demande et (2) dernier jour de la vie estimative des réserves du champ dont l'expéditeur livrera le gaz.
- ⁽³⁾ Tous les contrats de service de traitement expirent le 31 octobre 2004.

Norcen Energy Resources Limited («Norcen») a indiqué avoir signé avec CanWest un contrat de vente de gaz de longue durée visant les réserves qu'elle possède dans la région de Thunder Creek, en amont de l'usine de Pine River. En vertu de ce contrat, Norcen livrera sa réserve de Thunder Creek au point d'admission du réseau de transport de gaz brut de Westcoast.

Ocelot Energy Inc. («Ocelot») a indiqué qu'elle s'est engagée à céder $656 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($23,2 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) des $1 \text{ } 222,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($43,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) de la capacité supplémentaire de l'usine agrandie de Pine River à Shell Canada Limitée («Shell») afin de desservir les nouveaux marchés de cette dernière. Ocelot a ajouté qu'elle négocie actuellement avec les promoteurs de deux centrales de cogénération en vue de la vente de $424,5 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) de gaz sur une période de 15 ans. Les deux projets seraient réalisés aux États-Unis, dans la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. De plus, Ocelot est en train de finaliser une entente de courte durée (soit trois ans et demi) visant la fourniture de $141,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($5,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) de gaz à un client industriel de la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. Ocelot a fait remarquer qu'une fois l'entente conclue, elle prévoit trouver d'autres débouchés à long terme, soit des SDL ou des centrales de cogénération au pays ou à l'étranger.

Ocelot a expliqué qu'elle a signé un contrat de service garanti d'une durée de dix ans pour le service de transport - Sud, contrat qui était la demande présentée par Westcoast en vertu de l'article 58 concernant le doublement de la canalisation principale du Sud (1993) et le poste de compression 4B («doublement de la canalisation principale du Sud (1993)»)¹. Ce nouveau service s'ajoutera à la capacité de Westcoast qu'Ocelot a déjà retenue par contrat, car Ocelot a indiqué que ses clients des É.-U. ont retenu par contrat une capacité pipelinière suffisante en aval aux É.-U. et que toutes les autorisations seront demandées auprès des organismes de réglementation canadiens et américains à mesure que les contrats de vente de gaz seront finalisés.

Petro-Canada Ressources («Petro-Canada») a indiqué qu'elle dessert actuellement la C.-B., la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique aux États-Unis et la Californie, ce qui représente un total de $3 \text{ } 724,0 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($131,5 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), et que les nouveaux approvisionnements en gaz qui seront disponibles grâce à l'agrandissement de l'usine de Pine River serviront à compenser la diminution naturelle des zones d'approvisionnement existantes de Petro-Canada et de la Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée («Amoco»). Petro-Canada a ajouté que, fait plus important, la capacité supplémentaire de l'usine agrandie lui permettra, ainsi qu'à Amoco, de commercialiser le gaz provenant de leurs champs respectifs de Murray et Sukunka. A cet égard, Petro-Canada a ajouté que les deux sociétés cherchent activement des marchés supplémentaires et de substitution en C.-B. et dans la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique aux É.-U. pour un total de $1 \text{ } 416,5 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($50,0 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à $2 \text{ } 116,5 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($74,7 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$).

Petro-Canada a indiqué avoir signé un contrat de service garanti d'une durée de dix ans pour le service de transport - Sud, contrat qui était la demande présentée par Westcoast concernant le doublement de la canalisation principale du Sud (1993). Ce nouveau service s'ajoutera à la capacité de Westcoast que

¹ L'Office a approuvé cette demande, que Westcoast a déposée le 21 décembre 1992, en délivrant l'ordonnance XG-W5-19-93 du 27 mai 1993.

Petro-Canada et Amoco détiennent déjà par contrat. Petro-Canada a indiqué que certaines autorisations des organismes de réglementation canadiens et américains ont été obtenues et qu'elle demandera les autres à mesure que les marchés seront trouvés et les contrats de vente de gaz seront finalisés.

Sceptre Resources Limited («Sceptre») a indiqué qu'elle cherche activement des débouchés en C.-B. et dans la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique aux É.-U. Même si elle n'a pas encore signé de contrats de vente de gaz, elle estime qu'il existe des débouchés appréciables pour ses approvisionnements supplémentaires de gaz dans les secteurs des SDL, de l'industrie et des centrales électriques. Sceptre a indiqué avoir signé un contrat de service garanti d'une durée de dix ans pour le service de transport - Sud, qui était la demande présentée par Westcoast concernant le doublement de la canalisation principale du Sud (1993).

Shell a indiqué que les volumes supplémentaires de gaz dont elle disposera suite à l'agrandissement de l'usine serviront exclusivement à alimenter une centrale de cogénération d'électricité qui est actuellement en construction dans la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et devrait être mise en service au cours du premier trimestre de 1994. Shell a indiqué qu'une entente provisoire d'approvisionnement sera conclue pour la période précédant la date de mise en service des nouvelles installations de l'usine de Pine River, soit le 1^{er} novembre 1994.

Shell a indiqué que cette centrale de cogénération d'électricité représente un nouveau marché supplémentaire de 17 ans qui sera desservi dans le cadre d'un contrat en vigueur avec Westcoast. En aval du point d'exportation situé à Huntingdon (C.-B.), le gaz sera acheminé directement à la centrale par les installations pipelinières dont Cascade Natural Gas Corporation projette la construction. Shell a souligné que toutes les autorisations des organismes de réglementation ont été ou seront obtenues pour permettre l'exportation du gaz au cours du premier trimestre de 1994.

Talisman Energy Inc. («Talisman»), autrefois Ressources BP Canada Limitée, a indiqué qu'à l'instar de son associée Amoco, elle a besoin de la capacité de l'usine agrandie pour commercialiser ses approvisionnements en gaz. Elle a indiqué qu'avec Amoco, elle entend vendre les nouveaux approvisionnements en gaz sur divers marchés supplémentaires et de substitution du Canada et de la région du Nord-Ouest du Pacifique aux É.-U., soit des SDL, des établissements industriels et des centrales de cogénération.

Talisman a indiqué avoir signé un contrat de service garanti d'une durée de dix ans pour le service de transport - Sud qui était la demande présentée par Westcoast concernant le doublement de la canalisation principale du Sud (1993).

3.2 Exigences générales relatives au marché et agrandissement d'installations en aval aux É.-U.

Westcoast a fourni une prévision macro-économique des livraisons aux marchés intérieurs et d'exportation desservis par son réseau, pour la période de dix ans s'étendant du 1^{er} janvier 1993 au 31 décembre 2002 (voir le tableau 3-2). Cette prévision révèle que:

- (a) les livraisons annuelles intérieures devraient passer de $6\,685\,10^6\text{m}^3$ ($236\,10^9\text{pi}^3$) à $8\,698\,10^6\text{m}^3$ ($307\,10^9\text{pi}^3$);
- (b) les livraisons annuelles à l'exportation devraient passer de $8\,017\,10^6\text{m}^3$ ($283\,10^9\text{pi}^3$) à $10\,425\,10^6\text{m}^3$ ($368\,10^9\text{pi}^3$) et, par conséquent;
- (c) les livraisons intérieures et à l'exportation annuelles totales devraient passer de $14\,702\,10^6\text{m}^3$ ($519\,10^9\text{pi}^3$) à $19\,122\,10^6\text{m}^3$ ($675\,10^9\text{pi}^3$).

Westcoast a indiqué que cette prévision macro-économique était fondée sur les prévisions des marchés individuels fournies par les SDL canadiennes et américaines desservies par son réseau. De plus, Westcoast s'est fiée sur sa propre évaluation de la demande potentielle de gaz des segments des marchés intérieurs et d'exportation exclus des prévisions susmentionnées fournies par les SDL, et elle a tenu compte des données historiques relatives au marché du gaz ainsi que d'autres prévisions existantes de la demande des marchés intérieurs et d'exportation. Westcoast a souligné qu'elle met sa prévision continuellement à jour en s'entretenant constamment avec ses expéditeurs, les SDL canadiennes, Northwest, les principaux producteurs d'électricité et les SDL américaines, ainsi qu'avec les expéditeurs des É.-U. qui ont recours aux réseaux pipeliniers de raccordement de la Northwest Pipeline Corporation («Northwest») et de la Kern River Gas Transmission Company («Kern River») pour desservir le sud de la Californie.

Westcoast a indiqué que ses contrats de service garanti de longue durée signés et sa prévision macro-économique du marché à long terme, ainsi que les renseignements sur les marchés propres au projet et les contrats fournis par les expéditeurs des volumes de gaz associés au projet d'agrandissement, démontrent que les installations visées par la demande sont nécessaires pour desservir des marchés intérieurs et d'exportation viables à long terme, à compter du 1^{er} novembre 1994.

En ce qui a trait à l'agrandissement d'installations en aval aux É.-U., Westcoast a indiqué que sa prévision macro-économique tient compte du gaz qui est livré au réseau de Northwest à Huntingdon(C.-B.) pour être ensuite acheminé aux pipelines de raccordement en aval (voir le tableau 3-2, «Hors-réseau»). Westcoast a souligné qu'elle a prévu des livraisons annuelles de $1\,020\,10^6\text{m}^3$ ($36\,10^9\text{pi}^3$) pour chaque année de la période de prévisions.

Westcoast a expliqué que même si, par le passé, environ $765\,10^6\text{m}^3$ ($27\,10^9\text{pi}^3$) du total de $1\,020\,10^6\text{m}^3$ ($36\,10^9\text{pi}^3$) ont été livrés au réseau de Kern River chaque année, le volume restant a été livré aux marchés desservis par les sociétés Colorado Interstate Gas Co., El Paso Natural Gas Company, («El Paso»), Pacific Gas Transmission Company («PGT») et Transwestern Pipeline Company («Transwestern»). La prévision macro-économique actuelle de Westcoast tient compte seulement du gaz livré à la Kern River dans le cadre de contrats de service garanti détenus par des expéditeurs en vue de la livraison du gaz du point de réception de Huntingdon-Sumas, sur le réseau de Northwest, au point de livraison de la Kern River.

Tableau 3-2
Prévision du marché global
10⁶m³ (10⁹pi³)

Année civile	1992		1993		1995		2002	
Marchés Intérieurs								
Zone 3 ⁽²⁾	255	(9)	255	(9)	255	(9)	255	(9)
Pacific Northern Gas Ltd. ⁽³⁾	935	(33)	991	(35)	1133	(40)	1275	(45)
B.C. Gas ⁽⁴⁾	4079	(144)	4447	(157)	4759	(168)	5694	(201)
Pacific Coast Energy Corporation ⁽⁵⁾	482	(17)	567	(20)	652	(23)	737	(26)
Electric Generation ⁽⁶⁾	452	(16)	425	(15)	623	(22)	737	(26)
Total - marchés intérieurs	6203	(219)	6685	(236)	7422	262	8698	(307)
Marchés d'exportation								
NOVA/Gordondale ⁽⁷⁾	708	(25)	1048	(37)	1190	(42)	1190	(42)
Pacific Northwest Pipeline Northwest ⁽⁸⁾	5354	(189)	5212	(184)	5467	(193)	6289	(222)
Pipeline Ferndale ⁽⁹⁾	170	(6)	170	(6)	170	(6)	170	(6)
Production d'électricité ⁽¹⁰⁾	510	(18)	567	(20)	1076	(38)	1756	(62)
Total - Pacific Northwest	6034	(213)	5949	(210)	6713	(237)	8215	(290)
Hors-réseau ⁽¹¹⁾	1048	(37)	1020	(36)	1020	(36)	1020	(36)
Total Marchés d'exportation	7790	(275)	8017	(283)	8923	(315)	10425	(368)
Total Marchés intérieurs et d'exportation	13993	(494)	14702	(519)	16345	(577)	19122	(675)

Source: Demande, onglet 4, tableaux 4-3 et 4-4.

Remarques

⁽¹⁾Chiffres réels.

⁽²⁾Livraisons de gaz aux SDL desservant les régions de Fort St. John, Dawson Creek et Tumbler Ridge, ainsi qu'aux clients industriels raccordés directement au réseau de Westcoast dans le nord-est de la C.-B.

⁽³⁾Dessert le centre-nord et le nord-est de la C.-B. Les volumes de gaz de la Pacific Northern Gas sont destinés à des clients industriels dans une proportion supérieure à 83% (p. ex. mines, fonderies et pâtes et papiers). La croissance de ce secteur du marché est attribuable à la demande accrue de l'usine de méthanol de Methanex Corporation située à Kitimat (C.-B.) et à la croissance de la demande de gaz dans le secteur des produits forestiers.

⁽⁴⁾Les divisions de l'intérieur et côtière de BC GAs approvisionnent les régions du centre de la C.-B. du Grand Vancouver et du Bas Fraser, respectivement. On prévoit une croissance annuelle sensible du marché au cours de la période de prévisions, surtout en raison d'une forte expansion du secteur du marché captif hautement sensible à la température. Cette prévision tient compte des importations de gaz américain par les installations pipelinières des sociétés Huntingdon International Pipeline Company et Sumas International Pipeline Inc.

⁽⁵⁾Fournit un service de transport de gaz par la canalisation centrale aux usines de pâtes et papiers et aux clients du marché captif de la Sunshine Coast de la C.-B. et à l'île de Vancouver, de Campbell River à Victoria (y compris Port Alberni).

⁽⁶⁾Demande de gaz associée à la centrale thermique de Burrard ainsi qu'à l'usine de cogénération McMahon située à Taylor (C.-B.) et devant entrer en service en 1993.

⁽⁷⁾Livraisons de gaz destinées aux marchés du nord de la Californie, de l'est du Canada et de l'est des É.-U.

⁽⁸⁾Pour les marchés du réseau comprenant les SDL, les clients industriels et d'autres clients de l'État de Washington, de l'Idaho, du Nevada, de l'Utah, du Wyoming et du Colorado tributaires du réseau de Northwest. Outre le gaz d'origine canadienne, Northwest reçoit du gaz américain provenant de champs situés dans le Wyoming, l'Utah, le Colorado et le Nouveau-Mexique.

⁽⁹⁾Relie directement la raffinerie de pétrole d'ARCO et l'aluminerie d'Intalco à Cherry Point (État de Washington) au réseau du Westcoast à Huntingdon (C.-B.).

⁽¹⁰⁾Demande de gaz associée aux centrales électriques ou planifiées (p. ex. centrales de cogénération au gaz et centrales à turbines au gaz) situées dans la zone du marché desservie directement par le réseau de Northwest.

⁽¹¹⁾Gaz qui est transporté par le réseau de Northwest pour être livré aux réseaux pipeliniers de raccordement et consommé sur les marchés américains en aval. Comprend le gaz livré à la Californie par le réseau de transport de gaz de la Kern River Transmission Company.

Westcoast a souligné que dans la mesure où les livraisons sont faites à des réseaux pipeliniers d'aval autres que celui de Kern River, sa prévision macro-économique constitue une sous-estimation de la demande.

De plus, la prévision de Westcoast relative aux ventes hors-réseau ne tient pas compte des quelques 1 048 10⁶m³ (37 10⁹pi³) livrés annuellement aux réseaux de PGT, Kern River, El Paso et Transwestern et associés à la phase 1 du projet d'agrandissement du réseau de Northwest. Westcoast a conclu qu'il serait prudent d'attendre que les installations agrandies de Northwest soient exploitées pendant un certain temps pour que la prévision des ventes hors-réseau associées à cet agrandissement puisse être fondée sur une expérience d'exploitation réelle.

Westcoast a expliqué qu'après la préparation de sa prévision macro-économique, des projets d'agrandissement d'installations pipelinières ont été annoncés par les sociétés suivantes: Northwest (phase 2); PGT (phase 2) pour desservir les centrales électriques au gaz de la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique aux É.-U.; et Sierra Pacific Power-TransCanada (soit le pipeline Tuscarora) devant relier Malin (Oregon) et Reno (Nevada). Vu les dates de ces annonces, Westcoast n'a pu tenir compte de ces nouvelles installations dans sa prévision du marché. Westcoast était d'avis que tant qu'on ne connaît pas tous les détails voulus de ces projets, il est impossible d'établir avec certitude leur incidence sur les marchés desservis à partir du réseau de Westcoast.

Westcoast a conclu que, nonobstant la concurrence que ces projets créeraient sur le marché d'exportation, les installations visées offrirait des débouchés pour le gaz d'origine canadienne livré par le réseau de Westcoast. Par conséquent, Westcoast a conclu que ces projets annoncés récemment, notamment ceux qui visent à approvisionner la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique aux É.-U., ne font pas douter de la nécessité des installations visées par la demande.

Opinions de l'Office

L'Office juge raisonnable la prévision macro-économique relative aux marchés intérieurs et d'exportation desservis par le réseau de Westcoast, que celle-ci a établie aux fins de l'évaluation de la nécessité des installations demandées. L'Office est toujours satisfait de la démarche adoptée par Westcoast pour dresser et mettre à jour continuellement cette prévision. L'Office constate qu'aucune partie n'a déposé une preuve contradictoire ni mis en doute le caractère raisonnable de cette prévision macro-économique.

L'Office convient avec Westcoast que cette prévision macro-économique, jumelée aux contrats de service garanti signés et aux renseignements fournis par les expéditeurs des volumes associés au projet d'agrandissement au sujet des marchés propres au projet et des modalités contractuelles, démontre l'existence de marchés viables à long terme pour les installations visées par la demande. L'Office conclut qu'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les installations demandées soient utilisées et utiles à long terme.

L'Office a constaté qu'un certain nombre d'expéditeurs ont signé des contrats de service de transport du gaz brut et de service de traitement à long terme avec Westcoast, mais que cette dernière n'a pas encore demandé à l'Office l'autorisation d'agrandir l'usine de Pine River et ses installations de transport de gaz brut pour répondre à cette demande.

En ce qui a trait aux projets d'agrandissement de diverses installations d'aval aux É.-U., l'Office convient avec Westcoast qu'il serait prématuré de tenir compte de ces projets dans la prévision macro-économique de la société tant qu'on ne peut pas identifier de manière raisonnable des expéditeurs et des marchés particuliers.

Chapitre 4

Installations

4.1 Aperçu de la demande

Westcoast a demandé l'autorisation de modifier et d'agrandir son usine de traitement du gaz de Pine River ainsi que son réseau pipelinier Grizzly déjà en place afin d'accroître les volumes de gaz brut pouvant être transportés et traités à cette usine. Westcoast a expliqué que ce projet d'agrandissement est nécessaire pour assurer une capacité additionnelle de traitement du gaz qui permettra de répondre aux demandes contractuelles de service de traitement des expéditeurs (voir le chapitre 3 intitulé «Besoins»). Le projet d'agrandissement est également appuyé par la prévision établie par Westcoast de la productibilité des réserves de gaz récupérable pouvant être traitées à l'usine de Pine River (voir le chapitre 2 intitulé «Approvisionnement en gaz»).

Le projet d'agrandissement de l'usine de Pine River permettrait d'accroître la capacité de traitement du gaz brut de l'usine de $7,37 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($260 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à $15,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($560 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à compter du 1^{er} novembre 1994. La capacité de l'usine exprimée en termes de volume de gaz résiduel passerait de $5,38 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($190 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à $12,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($441 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) tandis que l'usine de soufre pourrait produire 2 000 tonnes par jour au lieu de 1 097 tonnes. L'agrandissement permettrait à Westcoast de fournir des services complet et partiel aux expéditeurs des volumes associés au projet d'agrandissement, conformément aux contrats de service garanti faisant l'objet de la section 3.1.

4.2 Solutions de rechange au projet d'agrandissement

Westcoast a affirmé qu'elle a envisagé la construction d'un nouveau complexe de traitement du gaz naturel et de récupération du soufre à un endroit situé dans la région de Tumbler Ridge, à la borne kilométrique 37 (borne milliaire 23), le long du gazoduc Grizzly Valley déjà en place. Westcoast a expliqué que cette option n'a pas été retenue pour les raisons suivantes:

- i) si une usine était aménagée dans la région de Tumbler Ridge, il faudrait construire un pipeline de transport de gaz pour ventes jusqu'au poste de compression 4A de la canalisation principale de Westcoast, à un coût estimatif de 127 millions de dollars, ainsi que des installations de transport du gaz naturel brut à un coût estimatif de 38,9 millions de dollars, pour un total estimatif de 415,9 millions de dollars;
- ii) il faudrait embaucher du personnel supplémentaire et assumer des frais d'exploitation plus élevés à l'installation de Tumbler Ridge;
- iii) il faudrait aménager de nouvelles installations de formage et d'expédition du soufre;
- iv) si on agrandissait les installations de Pine River, on assurerait l'accès à une certaine capacité de traitement du gaz susceptible d'être accrue, ce qui aurait pour effet de réduire la taille des nouvelles installations requises; et

- v) les effets environnementaux associés à l'agrandissement de l'usine en place seraient moindres que celles de la construction d'une nouvelle usine.

BC Gas a soulevé la possibilité de transporter le gaz brut à l'usine McMahon, mais Westcoast a expliqué que cette usine a été conçue pour traiter des volumes de gaz brut contenant un maximum de 2% de H₂S. Comme le gaz de la région de Pine River contient en moyenne 9,3% de H₂S, les installations de l'usine McMahon devraient subir des modifications majeures pour être en mesure de traiter ce gaz. Westcoast a affirmé que le coût total de l'option McMahon s'élèverait à 464.9 millions de dollars.

Opinions de l'Office

L'Office est convaincu que l'option proposée par Westcoast pour le traitement de volumes accrus de gaz de la région est la plus appropriée en ce moment étant donné les coûts respectifs des solutions de rechange.

4.3 Agrandissement de l'usine de gaz de Pine River

4.3.1 Description des installations

La figure 4-1 présente un schéma de l'agrandissement de l'usine de Pine River. Le projet comprend la mise en place d'unités de traitement et d'installations importantes ainsi que des modifications majeures aux installations en place:

- séparation à l'entrée de l'usine,
- adoucissement du gaz,
- déshydratation du gaz,
- élimination des déchets et
- modification des installations en place.

Westcoast a affirmé que les installations en place à l'usine de Pine River seraient modifiées pour maximiser l'utilisation des installations existantes et réduire la taille des nouvelles installations requises. Le projet proposé prévoit également l'aménagement de certaines installations d'utilité publique et installations auxiliaires.

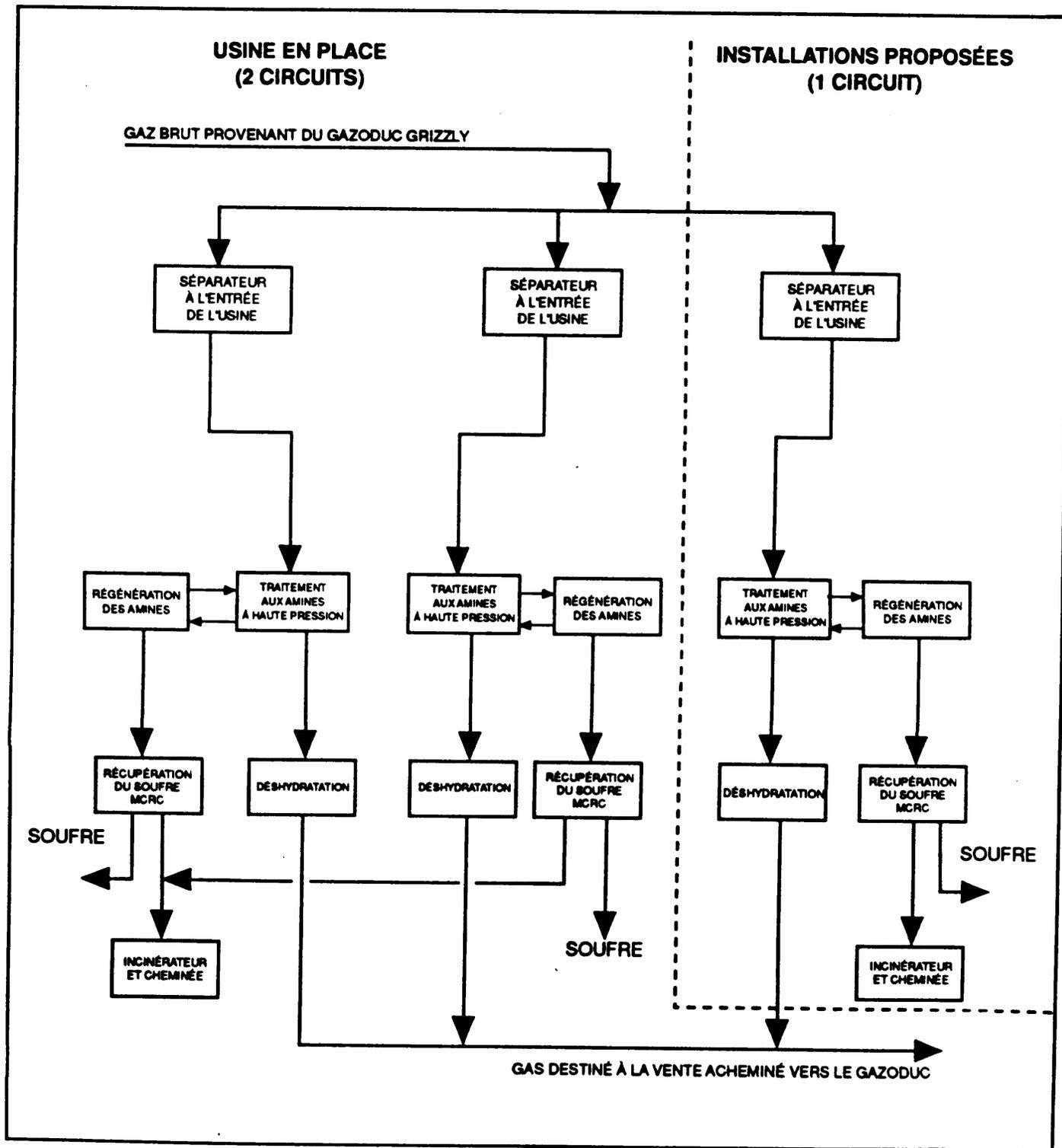
Westcoast a expliqué que les installations seraient conçues et construites conformément aux dispositions de la Loi sur l'Office national de l'énergie et des normes ASME/ANSI B31.3 «Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping» (version de 1990) et B31.1 «Power Piping» (version de 1992). Westcoast a également indiqué que les contenants sous pression seraient conformes aux exigences énoncées à la section VIII du «ASME Boiler and Pressure Vessel Code» (version de 1992).

La capacité des installations actuelles de récupération du soufre de l'usine de Pine River est de 1 097 tonnes (1 080 tonnes longues). Westcoast a expliqué que les installations de récupération actuelles ont été conçues pour récupérer le soufre dans une proportion de 99,25%. Si le projet mis de l'avant était réalisé, la capacité de récupération passerait à 2 000 tonnes (1 969 tonnes longues) par jour. Westcoast a affirmé qu'en optimisant le procédé et en changeant le catalyseur, le taux d'efficacité de l'usine de soufre se rapprocherait de 99,5%.

Le soufre liquide qui proviendrait de l'usine s'écoulerait jusqu'aux bassins de dégazage. À ce propos, Westcoast a affirmé qu'elle installerait l'équipement additionnel nécessaire pour réduire à 10 ppm le niveau de H₂S résiduel dans le soufre liquide.

FIGURE 4 - 1
AGRANDISSEMENT DE L'USINE DE PINE RIVER
DIAGRAMME PRÉLIMINAIRE DE LA FONCTION DE TRAITEMENT

(S'inspire de la figure 5-1 paraissant dans le volume 1 de la demande présentée par Westcoast le 19 janvier 1993 en vertu de l'article 58 et visant l'agrandissement de l'usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly)



Le pipeline de soufre liquide de 5,5 km (3,4 milles) de longueur et de 168,3 mm (6,63 po) de diamètre extérieur transporterait le soufre des réservoirs de stockage aux installations de formage que Petrosul possède et exploite. Westcoast a expliqué qu'en l'absence de cette canalisation, il faudrait prévoir cinquante voyages par camion pour transporter la production quotidienne de 2 000 tonnes de soufre de l'usine de Pine River à l'usine de formage du soufre. Westcoast a affirmé que le soufre liquide aurait un écoulement libre (par gravité) et que la capacité nominale maximale serait de 4 080 tonnes par jour. La canalisation serait isolée et réchauffée par des dispositifs électriques pour que la température du soufre demeure supérieure à sa température de solidification, soit 119°C (246°F). Westcoast a également affirmé que la canalisation serait aménagée en surface pour faciliter les travaux d'entretien et l'aménagement de doublements le long du tracé. Un dispositif de détection des fuites, des vannes de sectionnement et un système pour contenir le soufre en cas de rupture seraient également mis en place.

Westcoast a affirmé que selon l'expérience, on s'attend à ce que le soufre liquide soit ni corrosif ni érosif. La canalisation serait construite conformément à la norme ASME/ANSI B31.3 «Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping» (version de 1990) car les exigences énoncées dans cette norme sont plus restrictives que celles des normes de l'ACNOR visant les pipelines.

4.3.2 Récupération du soufre

Westcoast a expliqué que la production proposée de soufre de l'usine serait de 2 000 tonnes par jour. Le ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la C.-B. («ETPCB») applique diverses normes relatives aux émissions de soufre qui sont de plus en plus restrictives à mesure que la capacité de l'usine s'accroît. À la capacité nominale proposée de l'usine de soufre, ETPCB exigerait que le taux trimestriel moyen d'efficacité de récupération du soufre soit d'au moins 98,7%. Ce pendant, si la production de soufre devait excéder 2 000 tonnes par jour, le taux d'efficacité devrait passer à 99,5% en tout temps.

Westcoast a indiqué que pour répondre à cette norme d'efficacité, il faudrait ajouter une installation d'épuration de gaz de queue de Claus mise au point par Shell («installation SCOT») à chacun de deux circuits de traitement en place ainsi qu'au nouveau circuit proposé. Les installations SCOT coûteraient environ 75 à 80 millions de dollars, et il faudrait prévoir un délai d'établissement de 18 mois pour l'installation.

Westcoast a affirmé que les installations agrandies produiraient moins de 2 000 tonnes de soufre par jour et que le projet est prudent compte tenu des besoins des producteurs ainsi que des diverses questions liées à la réglementation, à l'approvisionnement et au marché. Westcoast a également affirmé que l'agrandissement est basé sur les volumes de gaz acide assujettis à des contrats, d'où une production moyenne de 2 000 tonnes par jour. Westcoast a nié qu'elle avait conçu le projet de façon à ce que la norme d'efficacité de 99,5% ne s'y applique pas. Elle a insisté sur le fait que les dépenses additionnelles proposées permettraient d'atteindre un niveau d'efficacité qui non seulement excéderait le taux de 98,7% établi pour une usine de cette taille mais se rapprocherait également du niveau requis pour les usines produisant plus de 2 000 tonnes de soufre par jour. Westcoast a indiqué que les dépenses supplémentaires requises pour enregistrer un taux de récupération de 99,5% en tout temps ne procureraient qu'un avantage négligeable sur le plan environnemental compte tenu de l'ordre de grandeur de ces dépenses.

Westcoast a expliqué que le taux de production de soufre proposé, soit 2 000 tonnes par jour, suppose un contenu moyen en H₂S de 9,3%. Si la teneur en H₂S était supérieure à ce niveau, il faudrait diminuer le débit de l'usine ou mettre en place des installations additionnelles de désulfuration. Westcoast a affirmé que la composition du gaz acide de chaque expéditeur serait surveillée et que si un expéditeur ne respectait pas les limites contractuelles établies, sa production de gaz résiduel serait restreinte. Dans l'ensemble, Westcoast estime que l'ampleur du projet d'agrandissement correspond à l'évaluation faite de l'approvisionnement en gaz disponible.

Dans une lettre déposée conjointement, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières et le ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la Colombie-Britannique («la Province») ont déclaré qu'ils appuyaient le projet d'agrandissement parce que celui-ci constituerait une base solide pour la mise en valeur future des ressources de la région. Cependant, la Province a exprimé des craintes concernant la vente et l'écoulement futurs du soufre récupéré. En outre, elle s'est interrogée sur le choix de la taille des installations de traitement proposées parce que, selon elle, en optant pour une production de 2 000 tonnes de soufre par jour, Westcoast semble vouloir se soustraire intentionnellement aux normes de récupération plus rigoureuses établies à l'égard des usines de taille supérieure.

La Province a souligné que, dans son analyse, Westcoast n'a peut-être pas tenu compte des compositions très variables du gaz acide qu'on trouve dans les réserves de gaz devant fournir le volume théorique de gaz brut de l'usine agrandie. La Province a également souligné que le pourcentage moyen pondéré de H₂S après l'agrandissement, tel qu'il a été calculé à partir des données fournies par Westcoast, serait de 9,98%. A ce taux, l'usine serait peut-être incapable de fournir les volumes de gaz résiduel prévus aux contrats, et-ou la production quotidienne de soufre pourrait excéder 2 000 tonnes. Selon la Province, ces facteurs pourraient diminuer la rentabilité du projet.

Les expéditeurs des volumes de gaz associés au projet d'agrandissement se sont engagés à dissiper les inquiétudes perçues, telles que les difficultés d'écoulement du soufre et les coûts associés à des teneurs en H₂S supérieures à celles prévues. Ils ont déclaré que les perspectives économiques du projet sont susceptibles d'être favorables même si d'autres contraintes peuvent s'exercer avec le temps.

Opinions de l'Office

L'Office convient qu'étant donné les prévisions relatives à l'offre et au marché, et compte tenu également de la composition du gaz acide assujéti à des contrats, l'ampleur du projet d'agrandissement proposé est appropriée. L'Office tient pour acquis que Westcoast continuera de surveiller la composition du gaz acide et le taux de récupération du soufre et qu'elle évaluera s'il a lieu de modifier encore les installations.

4.4 Agrandissement du réseau pipelinier Grizzly

Westcoast a proposé l'ajout d'installations pipelinières à son réseau de transport de gaz brut de Grizzly Valley pour le transport des volumes accrus de gaz brut devant être traités à l'usine agrandie de Pine River. Voici les installations projetées:

- i) pipeline Chamberlain d'environ 8,9 km (5,5 milles) de longueur et de 323,9 mm (12,75 po) de diamètre extérieur, qui relierait le champ Chamberlain au pipeline Sukunka-Sud et dont le débit théorique de pointe serait de $2\,242 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($79,1 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$);
- ii) pipeline Murray River d'environ 24,0 km (14,9 milles) de longueur et 323,9 mm (12,75 po) de diamètre extérieur, qui relierait le champ Murray River au pipeline Grizzly déjà en place et dont le débit théorique de pointe serait de $1\,942 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($68,6 \times 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$);
- iii) doublement d'environ 15,2 km (9,4 milles) de longueur et 610 mm (24 po) de diamètre extérieur du pipeline Sukunka-Sud déjà en place; et
- iv) doublement d'environ 26,6 km (16,5 milles) et de 610 mm (24 po) de diamètre extérieur du pipeline Grizzly déjà en place.

Westcoast a déclaré que la canalisation qui serait utilisée pour le transport du gaz brut serait conforme à la norme n^o 102 (rév. 49) de Westcoast et aux normes pertinentes de l'ACNOR. Westcoast a également affirmé que, suivant la conception du réseau Grizzly original, les pipelines seraient conçus comme des pipelines de catégorie 2 pour assurer une sécurité supérieure vu le taux d'acidité très élevé du gaz transporté.

Westcoast a présenté les résultats d'une étude de rupture de canalisation réalisée par Bovar Environmental Services. Les risques d'exposition de la population au gaz acide en cas de rupture du pipeline ont été pris en compte. En effet, les pipelines seront munis de vannes automatiques qui se mettront en marche advenant une rupture de la conduite afin de limiter le volume de gaz acide libéré.

Opinions de l'Office

L'Office est convaincu que la conception des pipelines projetés répond aux exigences de la réglementation.

4.5 Estimation du coût en capital

Westcoast a présenté des estimations préliminaires pour les agrandissements proposés comme l'illustrent les tableaux 4-1 et 4-2. Selon la ventilation des coûts présentée au tableau 4-1, une somme de 458 000 dollars est prévue pour les installations de raccordement du projet d'agrandissement de l'usine de Pine River à l'égard desquelles Westcoast a présenté, le 5 mai 1993, une demande distincte en vertu de l'article 58 constituant la modification n^o 8 de la demande originale.

Westcoast a expliqué que les estimations actuelles de coûts pour le projet d'agrandissement de l'usine ont été établies par une tierce partie, un expert conseil, à partir des prix fermes fournis par les vendeurs pour l'équipement principal. Ces prix étaient fondés sur les fiches techniques, de l'équipement et sur les plans et devis descriptifs du projet. Westcoast a indiqué que le degré prévu de précision est de $\pm 15\%$. Les estimations du coût de transport du gaz brut ont été établies à partir des données fournies par les fabricants et des entretiens avec des entrepreneurs. Dans ce cas, le degré de précision devrait être de $\pm 10\%$.

TABLEAU 4-1**Résumé des estimations du coût en capital
de l'agrandissement de l'usine de Pine River**

Description	Coût en 1993-1994 milliers de dollars
Terres et droits fonciers	100
Aménagement du site	-
Matériaux	92 100
Installation	79 000
Ingénierie, inspection et divers	32 000
Coût Direct Total	203 300
Frais généraux, surveillance	3 500
Omissions et imprévus	11 100
PFUPC	14 200
Coût Total	232 000

TABLEAU 4-2
Résumé des estimations du coût en capital pour
l'agrandissement du réseau pipelinier Grizzly
(milliers de dollars)

	Pipeline Chamberlain	Doublement Sukunka	Doublement Grizzly	Pipeline Murray River
Terres et droits fonciers	198	344	606	546
Matériaux	1 490	4 241	7 130	3 049
Installation	2 744	9 933	15 548	9066
Démarrage	35	102	71	82
Inspection et divers	308	430	757	803
Coût direct total	4 775	15 050	24 112	13 546
Ingénierie et frais généraux	310	978	1 568	880
Omissions et imprévus	509	1 602	2 568	1 442
PFDC	84	264	424	238
Coût Total	5 678	17 894	28 672	16 106

Opinions de l'Office

L'Office constate les efforts déployés par Westcoast pour dresser des estimations de coûts ayant les degrés de précision indiqués. Il s'attend à ce que Westcoast prenne toutes les mesures raisonnables pour exécuter le projet dans les limites du budget établi. De façon à pouvoir suivre la variation des coûts, l'Office a décidé d'assortir toute ordonnance d'approbation qu'il délivrera d'une modalité obligeant Westcoast à présenter des rapports d'étape sur les travaux de construction et des rapports sur les coûts, tous les deux mois. Ces rapports doivent indiquer le pourcentage d'achèvement de chaque activité de construction et présenter une ventilation des coûts engagés au cours des deux mois précédents ainsi qu'une mise à jour des coûts prévus pour parachever le projet, accompagnée d'une explication de tous les écarts appréciables.

Westcoast serait également tenue de signifier copie de ces rapports à toute partie qui en fait la demande.

L'Office surveillera les dépenses engagées par Westcoast pour le projet d'agrandissement et s'assurera qu'elles sont justifiées comme il se doit avant d'autoriser leur inclusion dans la base tarifaire de la société.

4.6 Gestion du projet

L'Office a demandé à Westcoast de décrire en détail comment la gestion du projet i.e. contrôle des coûts et du calendrier des travaux serait assurée. Westcoast a déclaré qu'elle avait retenu les services de Delta Catalytic Engineering and Construction Ltd. pour les études techniques et l'acquisition du matériel nécessaires pour l'agrandissement de l'usine de Pine River. Westcoast entend avoir comme maître d'oeuvre pendant la durée du projet et assurer également l'administration générale de ce dernier, chaque entrepreneur agissant à titre indépendant et répondant de l'exécution des clauses de son contrat. Westcoast a expliqué qu'étant donné la diversité des travaux et la technicité du projet, il était impossible d'embaucher un seul entrepreneur pour l'ensemble du projet.

Westcoast a déclaré qu'elle lancerait des appels d'offres invitant les entrepreneurs à faire des soumissions forfaitaires (tarif fixe) assorties d'une prime remboursable pour les travaux importants de génie civil, mécanique et électrique associés au projet.

Selon la firme-conseil Ron Dickson Labour Consulting («RDLC»), la politique d'adjudication générale prévoyant un appel d'offres ouvert et un paiement unique est la seule méthode qui exploite pleinement la capacité du marché libre pour garantir l'exécution du projet au plus bas coût possible. RDLC a également souligné qu'en lançant plusieurs appels d'offres à prime remboursable, Westcoast risque d'assumer des frais de gestion excessifs car elle devra alors superviser un grand nombre d'entrepreneurs. RDLC a également mis en doute la capacité de Westcoast d'assurer la gestion générale des travaux de construction.

Opinions de l'Office

L'Office est convaincu qu'étant donné que la mise en chantier pour ce projet doit se faire dans un court délai, il serait impossible de définir entièrement l'ampleur du projet

au moment de l'appel d'offres et de compléter les études techniques à cette étape. Par conséquent, l'Office ne croit pas qu'un contrat de type forfaitaire serait approprié. Le recours à des contrats de type remboursable permet d'assurer un partage plus équitable des risques et d'accélérer la mise en chantier. L'Office est donc satisfait de la démarche proposée par Westcoast.

Chapitre 5

Utilisation des terres, questions environnementales et socio-économiques

5.1 Programme de préavis public

Dans le cadre de sa demande et conformément aux *Directives de l'Office concernant le préavis public des demandes envisagées*, Westcoast a lancé un programme de préavis public en septembre 1992 et les consultations publiques se poursuivront tout au long du projet. Le programme de préavis public comprenait les volets suivants:

- Un supplément a été publié au cours de la semaine du 20 septembre 1992 dans les journaux des collectivités de la région du projet, dans le nord-est de la C.-B., pour donner de l'information sur le projet d'agrandissement proposé.
- Des consultations ont été menées auprès des administrations locales et des chefs autochtones, du 16 septembre 1992 au 26 février 1993, pour donner plus de détails sur le projet et pour cerner les intérêts et les préoccupations des citoyens.
- Une rencontre communautaire a été tenue à Hasler Flats le 26 janvier 1993 pour discuter des plans d'agrandissement proposés avec les résidents locaux. Westcoast a lancé une invitation par la poste à chaque résident puis elle a envoyé aux résidents locaux une lettre résumant les délibérations et les engagements pris.
- Une activité «portes ouvertes» a eu lieu à Chetwynd le 27 janvier 1993 pour expliquer le projet d'agrandissement et connaître les intérêts et les inquiétudes de la population. Cette activité avait été annoncée dans les journaux locaux et au moyen d'invitations personnelles adressées aux trappeurs-piégeurs, aux guides-pourvoyeurs, aux organismes gouvernementaux provinciaux, aux gouvernements provinciaux, aux administrations locales, aux bandes d'autochtones et aux personnes qui avaient manifesté leur intérêt à l'égard du projet.

Westcoast a indiqué également dans sa demande qu'elle avait consulté les organismes de réglementation provinciaux et fédéraux au sujet des questions pertinentes. Les entretiens subséquents avec le ministère des Pêches et des Océans («MPO») ont abouti à l'envoi d'une lettre dans laquelle Westcoast s'est engagée envers le MPO à mener des études supplémentaires et à prendre des mesures particulières pour la protection des pêches. Westcoast a procédé de même avec le ministère de l'Environnement, des Terres et des Parcs de la C.-B. («ETPBC») et s'est entendue avec ce dernier au sujet des conditions supplémentaires touchant le contrôle des émissions de soufre et la manutention du soufre élémentaire.

Westcoast affirme qu'au besoin, elle publiera des annonces ou des lettres périodiques dans les journaux pour répondre aux demandes de renseignements du grand public.

Opinions de l'Office

L'Office est convaincu que Westcoast a informé toutes les parties directement intéressées au projet et qu'elle a analysé la demande adéquatement avec celles-ci. Cependant, l'Office constate que le MPO n'a pas participé aux premières étapes du processus de consultation sur tous les aspects du projet proposé. Même si Westcoast a tenu compte de toutes les préoccupations du MPO, l'Office s'attend à ce que, pour ses projets futurs, Westcoast fasse participer le MPO à la première étape de planification.

5.2 Utilisation des terres

5.2.1 Choix du tracé et de l'emplacement

L'agrandissement du gazoduc Grizzly comporterait la mise en place de quatre tronçons enfouis de canalisation de gaz naturel totalisant environ 74,7 km (46,3 milles) linéaires. Ces tronçons sont illustrés à la figure 1-2 et décrits plus en détail à la section 4.4.

De plus, Westcoast a proposé l'aménagement d'un pipeline en surface de 5,5 km (3,4 milles) de longueur pour le transport du soufre liquide.

Le projet sera réalisé dans les contreforts des Rocheuses, au sud-ouest de Chetwynd (C.-B.). Les pipelines que Westcoast construira dans le cadre de son projet d'agrandissement du réseau pipelinier Grizzly seront situés sur des terres de la Couronne non aménagées et essentiellement dans trois zones biogéoclimatiques, soit la zone de l'épinette blanche et noire boréale, la zone de l'épinette subboréale et la zone de l'épinette Engelmann et du sapin subalpin. La première se trouve dans les creux des vallées de faible élévation associées aux rivières Sukunka et Murray tandis que la deuxième est généralement associée aux faibles élévations propres aux cours d'eau plus petits de la région. Les hautes terres entre ces creux de vallées sont dominées par la troisième zone. Dans la zone du projet, on trouve de la toundra alpine à haute altitude mais seulement par endroits.

Le projet aura pour effet de perturber une superficie d'environ 144,36 hectares (356 acres) et, pour minimiser les effets de cette perturbation, Westcoast a amorcé un processus de sélection du tracé qui a permis d'évaluer les conflits potentiels avec les caractéristiques biophysiques importantes et les utilisations qui sont faites du territoire dans la région.

Westcoast a indiqué que le choix du tracé a été fondé sur les critères suivants:

- (a) Critères relatifs à la construction et à l'exploitation:
 - (i) points de raccordement;
 - (ii) difficultés de construction et d'exploitation;
 - (iii) accès;
 - (iv) agrandissement futur du réseau; et
 - (v) coût.

- (b) Critères biophysiques:
 - (i) poisson et faune, et
 - (ii) zones vulnérables sur le plan écologique.
- (c) Critères liés à l'utilisation des terres:
 - (i) utilisations des terres;
 - (ii) ressources historiques; et
 - (iii) utilisation des corridors existants.

Opinions de l'Office

L'Office est satisfait des critères de sélection du tracé adoptés par Westcoast ainsi que de la façon dont Westcoast a appliqué ces critères pour établir le tracé des pipelines.

L'Office juge acceptables les tracés généraux proposés par Westcoast.

5.2.2 Besoins fonciers

Usine

Pour l'agrandissement de l'usine de traitement du gaz de Pine River, Westcoast n'aura pas d'autres besoins fonciers car le projet sera réalisé dans le lot du district 1156, soit le district de Peace River, qui lui appartient en fief simple.

Installations pipelinières

Les emprises pour l'agrandissement du gazoduc Grizzly seraient situées sur des terres non cadastrées de la Couronne dans le district de Peace River. Pour permettre à la société de construire, d'exploiter et d'entretenir une canalisation aménagée sur une emprise de 18 mètres de largeur sur des terres de la Couronne, Westcoast présenterait une demande de permis d'occupation à ETPCB. Westcoast prévoyait d'ailleurs obtenir ce permis sans difficulté. Après la construction et le levé final, Westcoast obtiendrait une servitude réglementaire auprès de la province de la Colombie-Britannique.

La canalisation de soufre que Westcoast projette de faire construire en surface serait située sur une emprise jouxtant le pipeline de gaz pour ventes Grizzly Valley déjà en place et appartenant à Westcoast. La majorité des terres sur lesquelles la canalisation serait aménagée sont des terres appartenant à la Couronne provinciale dont deux parcelles situées dans Pine Valley sont actuellement louées à deux particuliers. La canalisation traverserait un seul terrain privé.

Les emprises proposées sont raisonnablement accessibles. Des routes carrossables en tout temps s'étendent de Chetwynd à l'usine de gaz de Pine River, à la centrale de Talisman sur la rive est de la rivière Sukunka ainsi qu'aux vannes et aux barils d'expédition et de réception le long du gazoduc de Grizzly Valley. Il existe également une vole d'accès aux puits de Shell dans la région de Chamberlain et aux tronçons du pipeline de Murray River. A la plupart des endroits, l'accès se fera par les emprises

existantes et les pistes sismiques. Il faudra prévoir une voie d'accès temporaire seulement pour quelques segments de relief perturbé.

Opinions de l'Office

L'Office juge raisonnables et justifiables les besoins fonciers prévus par Westcoast pour la construction, l'exploitation et l'entretien des pipelines. L'Office constate que Westcoast entend utiliser les routes et les voies d'accès existantes pour atteindre l'emprise ou longer celle-ci.

Comme les titres fonciers n'ont pas encore été acquis, Westcoast serait tenue de déposer auprès de l'Office la preuve qu'elle a obtenu l'autorisation voulue pour les emprises.

5.3 Questions environnementales

Dans sa demande, Westcoast a fait état de quelques effets environnementaux de la construction et de l'exploitation des installations visées ainsi que des répercussions sociales directement liées à ces effets. Ces effets ainsi que les mesures d'atténuation proposées par Westcoast ont été décrits dans l'évaluation des effets environnementaux et dans les mémoires déposés subséquentement par Westcoast. Certains effets environnementaux propres au site ainsi que les mesures d'atténuation proposées ont été analysés au cours de l'audience.

5.3.1 Usine de gaz de Pine River

5.3.1.1 Qualité de l'air

Westcoast a indiqué que les émissions gazeuses associées au projet d'agrandissement auraient pour effet de doubler les émissions de la plupart des contaminants. Les émissions gazeuses de l'usine contiennent, entre autres, du dioxyde de soufre, des oxydes d'azote, de l'hydrogène sulfuré, de l'oxyde de carbone, des composés organiques volatiles, du méthane et des particules. Ces émissions pourraient détériorer la qualité de l'air.

Westcoast a indiqué que les effets potentiels des émissions de dioxyde de soufre («SO₂») de l'usine agrandie ont été évalués au moyen d'un ensemble de modèles numériques de dispersion. Dans le pire des cas, les concentrations de SO₂ pourraient excéder l'objectif de niveau A établi par la Province et la concentration horaire visée par le gouvernement fédéral, soit 450 µg/m³ au niveau des accidents de terrain élevés dans les environs de l'usine. Selon la modélisation, les concentrations seraient supérieures à cet objectif environ 124 heures par année. Westcoast a affirmé que la modélisation prévoit des concentrations sept fois plus élevées en relief perturbé et que les pires conditions météorologiques ne seraient probablement pas enregistrées pendant la totalité des 124 heures estimées. Par conséquent, le nombre d'heures au cours de l'année où les concentrations seraient plus élevées que l'objectif susmentionné serait de beaucoup inférieur au nombre estimé. Westcoast a également déclaré que si l'on utilisait les données météorologiques locales (là où on peut se les procurer) au lieu des données de Fort St. John, ce nombre serait probablement encore plus bas. Les vents locaux éloigneraient probablement le panache des caractéristiques topographiques qui font que la modélisation prévoit des concentrations supérieures à la concentration visée. Westcoast a conclu que les concentrations maximales de SO₂ devraient excéder rarement cet objectif et que, le cas échéant, l'ampleur de l'excédent enregistré et la

durée de la période d'enregistrement de ces concentrations excessives ne devraient pas se traduire par des effets néfastes sur l'environnement et la santé humaine.

Les émissions d'oxyde d'azote devraient augmenter d'environ 25% seulement par suite de l'agrandissement. Si Westcoast recourt à la meilleure technologie de contrôle applicable pour les nouvelles chaudières et génératrices comme elle se propose de le faire conformément aux directives d'ETPCB, l'accroissement potentiel de ces émissions devrait être beaucoup moindre.

Les émissions fugitives d'hydrogène sulfuré pourraient dégager une odeur désagréable pour les résidents de Hasler Flats. Westcoast propose d'installer un dispositif de dégazage et une canalisation de soufre jusqu'à l'usine de fromage de Petrosul afin de minimiser ces émissions potentielles. En outre, Westcoast s'est engagée à surveiller les émissions actuelles d'hydrogène sulfuré et à chercher des moyens de réduire ces émissions à l'usine de Petrosul.

Les combustibles thermiques pourraient dégager des particules sous forme de sels. Le niveau de ces émissions est bien inférieur à l'objectif de niveau A de la Province. Westcoast a indiqué que ces émissions ne devraient pas avoir d'effets néfastes sur l'environnement.

Le gaz carbonique et le méthane sont considérés comme étant des gaz à effet de serre qui contribuent au réchauffement global. Selon Westcoast, il existe peu de possibilités de neutraliser les émissions accrues de ces gaz dans le cadre du projet d'agrandissement de l'usine. Westcoast propose de s'attaquer à ce problème dans un contexte plus large et elle s'est engagée, en consultation avec ETPCB, à répertorier toutes les émissions de gaz à effet de serre le long de son réseau afin de cerner les possibilités de réduire ces émissions. Westcoast constate que la combustion du gaz naturel par l'utilisateur final produit moins de gaz carbonique par unité d'énergie que les combustibles fossiles qu'il remplace. En bout de ligne, cela représente une réduction potentielle des émissions globales.

5.3.1.2 Gestion du soufre

Le gaz brut traité à l'usine de Pine River contient des concentrations variables de H₂S qu'il faut extraire du gaz, et le procédé utilisé donne lieu à la récupération de soufre élémentaire. La manutention de ce produit pourrait avoir des effets néfastes sur la qualité de l'eau, la végétation, les sols et la faune.

Le projet d'agrandissement de l'usine sera conçu en vue du traitement de gaz brut renfermant du H₂S de sorte que le débit soit limité à 2 000 tonnes de soufre par jour. Westcoast affirme que l'usine agrandie aura un taux minimal d'efficacité de 99%, ce qui correspond à la norme prévue au permis d'exploitation en vigueur et excède le taux d'efficacité de 98,5% proposé dans l'ébauche des directives provinciales en matière de récupération du soufre applicables aux usines de traitement du gaz naturel ayant un débit inférieur à 2 000 tonnes par jour.

Le soufre récupéré sera stocké dans des réservoirs sur place en attendant son expédition par pipeline à l'usine de fromage de Petrosul. Les pastilles de soufre seront alors transportées par voie de chemin de fer jusqu'aux marchés, par les producteurs. Par le passé, les marchés faibles ont incité les producteurs à mettre le soufre en blocs dans l'attente de marchés plus favorables. Actuellement, Westcoast garde un bloc de soufre et a indiqué qu'elle se conformera aux exigences du MPO et de ETPCB s'il s'avérait nécessaire de couler une quantité supplémentaire de soufre. ETPCB a fourni une liste des exigences visant ce procédé.

5.3.1.3 Dépôts acides

Les dépôts acides des émissions de l'usine pourraient avoir des effets environnementaux néfastes sur les bassins hydrographiques, les pêches, les sols et la végétation. Westcoast a indiqué que la région environnante de l'usine de gaz de Pine River est une région de la classe 4 qui est la moins sensible aux retombées acides selon la définition donnée par le groupe provisoire d'étude des charges critiques de dépôt acide du nord et de l'ouest du Canada. Ce groupe d'étude a établi, pour les dépôts de sulfate humide, des charges critiques de 6 à 15 kg/ha/an. D'après la modélisation des retombées acides réalisée par Westcoast, le taux maximum de dépôt pour le sulfate humide sera de 3,0 kg/ha/an, et Westcoast a indiqué que dans le cas du sulfate humide, le taux combiné (taux de référence et taux prévu) de dépôt acide s'établit à environ 6,5 kg/ha/an et se situe dans la fourchette établie par le groupe d'étude aux fins de la protection des écosystèmes vulnérables.

5.3.1.4 Qualité de l'eau

Le projet d'agrandissement proposé comprend des plans visant l'évacuation de l'effluent traité de l'usine dans le cadre du permis provincial au moyen de la vaporisation des eaux sur les terres adjacentes à l'usine. L'utilisation de cette méthode pourrait avoir des effets néfastes sur la végétation, les sols, la nappe souterraine, les eaux de surface, la faune et les pêches.

Westcoast a indiqué que le projet d'agrandissement prévoit la réutilisation de l'eau et des mesures de recyclage qui auraient pour effet de maintenir le volume de l'effluent traité et vaporisé en-deçà du niveau actuellement autorisé par la C.-B., soit 13 000 m³/année. La charge de sel de l'effluent devrait diminuer considérablement parce que l'eau sera recyclée et éliminée dans le procédé à comburant thermique. D'après les études menées par Westcoast, les méthodes de vaporisation antérieures ont eu des effets négligeables, voire nuls, sur l'environnement. Westcoast propose de faire passer de 0,5 à environ 1,0 hectare la superficie vaporisée afin de réduire la fréquence des vaporisations et de minimiser les effets potentiels sur les sols, la végétation, la nappe souterraine et les eaux de surface. Westcoast s'est engagée à mener une étude sur place en 1993 afin de rassembler les données préalables à l'amélioration du système de vaporisation de concert avec le MPO et ETPCB.

5.3.1.5 Utilisation de l'eau

L'usine de Pine River puise l'eau brute nécessaire à ses opérations industrielles dans les puits locaux. Le projet d'agrandissement accroîtrait d'environ 75% les besoins en eau brute. Cette demande accrue pourrait avoir des effets néfastes potentiels sur le régime local des eaux souterraines et sur les utilisateurs d'eau.

Westcoast a affirmé que les besoins en eau de l'usine passeraient de 48 000 à 84 000 m³ par année. Les plans de l'usine agrandie prévoient le recyclage et la réutilisation de courants d'eau choisis afin de réduire le niveau d'utilisation d'eau dans l'usine. Par conséquent, les besoins en eau de l'usine augmenteraient dans une moindre mesure que le taux du traitement du gaz. D'après les études d'experts-conseils, l'accroissement de la demande d'eau aurait pour effet de faire passer de 12 à 21 % le taux d'utilisation de la capacité des puits. Westcoast a signalé qu'il n'y avait pas d'autres puits d'eau à proximité des puits qui alimentent l'usine de Pine River et que les autres puits les plus rapprochés sont réalimentés à partir de la Pine River.

5.3.1.6 Gestion des déchets

Les déchets de l'usine pourraient avoir des effets environnementaux défavorables s'ils n'étaient pas manutentionnés et éliminés de façon appropriée. Westcoast a affirmé que le programme de gestion des déchets visant l'ensemble de son réseau serait élargi pour inclure les déchets de l'usine agrandie. Westcoast a ajouté que les déchets qui ne peuvent pas être recyclés ou réutilisés sur place seraient éliminés d'une manière appropriée.

5.3.1.7 Sols, végétation et faune

La perturbation du sol associée à l'agrandissement de l'usine et à l'aménagement de la canalisation de soufre pourraient avoir des effets néfastes sur les sols et la végétation. Westcoast a indiqué qu'aucune nouvelle terre ne serait défrichée et que la conduite de soufre longerait, en majeure partie, l'emprise existante de la canalisation pour ventes Grizzly de façon à minimiser la perturbation des sols, de la végétation et de la faune.

La canalisation de soufre serait aménagée au-dessus du niveau du sol et risquerait d'entraver les mouvements de la faune. Westcoast propose donc de s'attaquer à ce problème en prévoyant des dégagements suffisants à des intervalles de 200 à 400 mètres pour permettre le passage des animaux. Westcoast a affirmé qu'une superficie d'environ 10 hectares de terres boisées serait défrichée et que les animaux à fourrure perdraient alors leur habitat. Cependant, Westcoast a indiqué que le premier stade biotique de développement est plus productif pour de nombreuses espèces de broutage. Ce fait, jumelé aux avantages d'un habitat de l'écotone supplémentaire, aurait des effets positifs pour nombre d'oiseaux chanteurs et de mammifères.

5.3.1.8 Pêches

La construction de l'agrandissement de l'usine et de la canalisation transportant le soufre pourrait avoir des effets néfastes sur les ressources locales de poissons, principalement à Hasler Creek. Westcoast propose l'installation des ponts provisoires pendant l'hiver qui lui permettront de transporter la machinerie lourde au site. De plus, Westcoast installera un franchissement de la canalisation de soufre au-dessus du niveau du sol. Westcoast a indiqué que la mise en place des ponts provisoires et du franchissement de la canalisation de soufre à Hasler Creek n'exigerait pas de travail dans les cours d'eaux. De plus, Westcoast a indiqué que les conceptions détaillées du franchissement seraient élaborées et approuvées de concert avec le MPO et ETPCB.

5.3.2 Installations pipelières

5.3.2.1 Géologie et sols

Les installations de collecte du gaz brut proposées rencontreraient une variété de matériaux de surface comme la roche, le colluvium, la moraine, les dépôts fluvio-glaciaires, les dépôts de formation glacio-lacustre et les dépôts alluviaux. Le paysage est fort diversifié allant des creux de vallée, plats à des montagnes très abruptes. Westcoast a reconnu que les travaux de construction pourraient entraîner des problèmes de stabilité des pentes ainsi que l'érosion de la surface résultant de la perturbation de celles-ci. Westcoast a indiqué que ces facteurs pourraient compromettre l'intégrité à long terme des pipelines à moins que des mesures de protection adéquates ne soient prises. Westcoast a proposé la mise en place

de mesures de contrôle pour l'écoulement des eaux de surface, des eaux souterraines et des rigoles sur les pentes instables. En outre, comme mesure de stabilisation finale, on procéderait à la revégétation des terres perturbées.

5.3.2.2 Végétation

Westcoast a indiqué que le défrichage des emprises combinées aurait pour effet de transformer environ 115 hectares de forêt et d'arbustaie en une communauté de graminées persistantes. Environ 6 000 m³ de bois de conifère ayant une valeur marchande seraient récupérés par la pré-exploitation des emprises. Les débris de coupe restants seraient brûlés de la façon et au moment prescrits par le ministère des Forêts de la C.-B.

Les activités de défrichage pourraient nuire aux espèces de plantes rares en présence dans la zone du projet. Westcoast s'est engagée à mener une étude sur les plantes rares le long des tracés des pipelines avant de procéder au défrichage. Westcoast a indiqué que les tracés seraient modifiés de façon à éviter les sites revêtant beaucoup d'importance sur le plan de la botanique. Westcoast s'est également engagée à confirmer la présence de communautés localisées de lichen terrestre en menant une étude sur place avant la mise en chantier et à modifier ensuite les tracés pour éviter la perturbation de ces communautés.

5.3.2.3 Faune

La construction des installations pipelinières pourrait avoir des effets néfastes sur la faune dans la zone du projet. Westcoast a indiqué que les travaux pourraient avoir pour effet, par exemple, de perturber les sens des animaux et d'aliéner l'habitat de ces derniers, de freiner les mouvements quotidiens ou saisonniers ainsi que d'altérer et de fragmenter l'habitat. Ils pourraient aussi accroître l'accès (et les effets connexes des activités de chasse et de braconnage) et le nombre de mortalités d'animaux directement liées au projet.

Westcoast a indiqué qu'étant donné que les travaux de construction sont censés être exécutés de juin à septembre, on éviterait en grande partie la période de reproduction la plus critique (mai au début de juin) et la dernière période hivernale (janvier à avril) pour la plupart des espèces fauniques courantes de la région. Dans la région du projet vit une population d'ours supérieure à la moyenne qui pourrait être affectée par l'activité de construction. Westcoast a indiqué que les grizzlis tolèrent moins bien les activités industrielles que les ours noirs et que, par conséquent, ils sont plus susceptibles d'occuper les forêts subalpines et les prairies alpines. On risque donc de rencontrer les grizzlis essentiellement dans les hautes terres environnant le doublement Grizzly et le pipeline Chamberlain ainsi que dans les eaux d'amont de Barbour Creek près du tracé du pipeline Murray River. Les ours noirs, quant à eux, vivent surtout dans les basses terres et les habitats plus développés adjacents au doublement Sukunka et aux tronçons nordiques du pipeline Murray River. Westcoast a indiqué que des directives seront transmises aux travailleurs sur la marche à suivre quand ils travaillent dans l'habitat des ours. Au cours des premières étapes des travaux, les travailleurs pourraient trouver des nids contenant des rapaces sans plumes. A cet égard, Westcoast a indiqué que si l'on observait un nid actif pendant les activités d'arpentage ou de défrichage, les activités seraient suspendues dans un rayon de 200 mètres du nid jusqu'à ce que le ministère des Pêches et de la Faune de la C.-B. communique des directives spéciales ou donne l'autorisation de poursuivre les travaux. Westcoast a indiqué que les espèces fauniques qui

vivent dans la région pourraient connaître une perturbation sensorielle de courte durée mais qu'il s'agirait d'un phénomène circonscrit de courte durée dont l'ampleur des effets serait de légère à modérée.

Westcoast a indiqué que la période de construction proposée ne coïnciderait pas avec les principaux mouvements saisonniers de la faune. Cependant, les mouvements quotidiens des animaux en pâturage peuvent être perturbés mais seulement pendant une courte période de temps. Pour remédier à la situation, Westcoast a proposé d'aménager des brèches dans les déblais, les rangées de déchets forestiers, les fossés à ciel ouvert et les conduites à environ tous les 500 mètres. Westcoast a indiqué que grâce à ces mesures d'atténuation, les obstructions liées aux pipelines constitueraient un phénomène circonscrit de faible ampleur.

Westcoast a indiqué qu'environ 115 hectares de forêt ou de broussaille seraient défrichés et que, du point de vue de l'habitat, un programme de défrichage visant une zone restreinte aurait des effets négligeables sur les populations fauniques régionales. À moyen et à long terme, les communautés d'herbacées et d'arbustes qui se développeraient le long des emprises suite aux efforts de revégétation et à la repousse naturelle amélioreraient la diversité de l'habitat local.

Westcoast a fait valoir qu'au nombre des emprises à aménager, le doublement Grizzly, le doublement Sukunka et le pipeline Chamberlain longeraient les emprises pipelinières existantes ou seraient parallèles à celles-ci et ne représenteraient pas un nouvel accès potentiel important dans la région. Le pipeline Murray River, par contre, serait presque parallèle aux routes et aux pistes sismiques existantes ou serait aménagé dans les limites des quelques centaines de mètres que couvrent ces routes et ces pistes. Seul le tronçon nord de 4 kilomètres serait construit dans une région non accessible au moyen de véhicules tous terrains. Westcoast a affirmé qu'elle serait prête à appliquer des mesures de contrôle de l'accès si ETPCB exprimait des inquiétudes au sujet du nouvel accès à cette région.

Westcoast a fait valoir qu'un nombre limité d'accidents de la route imputables à des collisions avec des animaux était susceptible de se produire pendant les travaux de construction. L'aménagement d'un camp sur le chantier permettrait de réduire les déplacements routiers et, par ricochet, le nombre potentiel de collisions avec les animaux. En outre, Westcoast a indiqué que les mortalités d'animaux attribuables à des collisions routières constitueraient des incidences à long terme subrégionales négligeables.

Westcoast a déclaré que le nombre d'armes à feu et de véhicules de loisirs pour les travailleurs du chantier serait limité afin de minimiser les risques que le personnel n'abatte des animaux fortuitement. Par ailleurs, les déchets du camp seraient incinérés tous les jours ou transportés hors du chantier par camion de façon à ne pas attirer les animaux nuisibles, ce qui pourrait entraîner leur destruction.

5.3.2.4 Pêches

Westcoast a indiqué que certains des cours d'eau qui seraient franchis par les pipelines proposés renferment du poisson. Les renseignements fournis sur les pêches sont fondés en très grande partie sur les données historiques, et Westcoast a indiqué qu'elle entend mener une autre étude des ressources de pêche et des habitats aquatiques au cours de l'été 1993. Westcoast s'est engagée à respecter les conditions énoncées dans une lettre adressée par le MPO le 29 avril 1993. Elle doit, entre autres, préparer un «Rapport d'enquête sur les cours d'eau et plan d'accès» de concert avec le MPO et ETPCB, et le faire approuver par ceux-ci.

Opinions des parties intéressées

M. Jack Hannam, directeur de la zone électorale «E» du district régional de Peace River, a exprimé ses préoccupations dans un mémoire et à l'audience au sujet de l'utilisation de gaz brut corrosif comme combustible par les producteurs. M. Hannam a insisté pour qu'une conduite de gaz non corrosif soit aménagée entre l'usine de Pine River et les producteurs. Il a insisté également pour que Westcoast soit autorisée à accroître de seulement cinq tonnes les émissions quotidiennes de soufre à l'usine.

M. M.D. Sawyer, représentant de la RMEC et au nom de la Chetwynd Environmental Society, du Western Canada Wilderness Committee, de la Speak Up for Wildlife Foundation et du Riel Institute, a fait valoir que la demande était incomplète dans des lettres adressées à l'Office avant l'audience ainsi que dans sa plaidoirie en faveur de la motion d'ajournement. Il a déclaré que les études de référence sur les pêches n'étaient pas exhaustives et qu'elles ne le seraient probablement pas avant que l'Office rende sa décision à l'égard de la demande. La RMEC a fait valoir que la demande ne faisait guère mention de la documentation scientifique sur les grizzlis et qu'il était donc impossible de s'en servir pour évaluer l'ampleur des incidences. La RMEC a également fait valoir que la demande comportait d'autres lacunes manifestes, et elle a déclaré que faute de renseignements complets, elle n'aurait pas la possibilité d'être entendue au sujet de toute preuve environnementale déposée après l'audience.

La RMEC a fait valoir qu'en l'absence de données complètes, l'Office ne peut pas se conformer aux directives de l'article 3 du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. En effet, cet article stipule que l'autorité décisionnelle, en l'occurrence l'Office, doit veiller à ce que les effets environnementaux de toutes les propositions soient examinés à fond. La RMEC a également fait valoir que l'Office n'avait pas établi, en consultation avec le BFEÉE, une procédure écrite à suivre pour statuer en vertu de l'article 12 du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, selon les dispositions de l'article 16 de celui-ci.

M. Conrad, représentant du Riel Institute et de M.R.E. Wolf, a fait valoir que l'énoncé des effets comportait des lacunes à de nombreux égards pertinents. M. Conrad a également indiqué que le projet est défini dans un contexte trop étroit. Il a fait valoir que le forage de 500 nouveaux puits de gaz dans la région faisait partie des incidences détaillées et cumulatives de ce projet particulier et que ces incidences devaient être examinées et traitées dans l'énoncé des incidences.

Dans sa lettre adressée à l'Office le 29 avril 1993, le MPO a indiqué qu'un document énonçant les engagements pris par Westcoast a été élaboré suite aux entretiens entre le MPO, ETPCB et Westcoast, pour faire en sorte que les effets sur le poisson et l'habitat halieutique soient négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues. En outre, le MPO a indiqué qu'il ne s'opposerait pas au projet proposé à condition que l'Office assortisse son autorisation des modalités énoncées dans la lettre du MPO.

Opinions de l'Office

L'Office constate que M. Hannam a insisté pour qu'une conduite de gaz combustible non corrosif reliant l'usine de Westcoast et les producteurs soit aménagée pour réduire les émissions de soufre dans la région. L'Office juge que cette question relève de la compétence de la Province et des producteurs de gaz, et non de la sienne. M. Hannam a également insisté pour que le volume additionnel d'émissions de soufre de l'usine

agrandie soit limité à cinq tonnes par jour pour un total quotidien de 15 tonnes. L'Office constate aussi que la Province réglemente déjà les émissions de soufre à l'usine en place et que toute augmentation des émissions devrait faire l'objet d'un permis provincial. En outre, la Province a élaboré des lignes directrices provisoires sur la récupération du soufre et Westcoast a fait valoir que l'usine agrandie enregistrerait un taux de récupération égal ou supérieur à celui qui est prévu dans ces lignes directrices. L'Office est d'avis que la réglementation provinciale est acceptable et qu'il est inutile d'imposer des restrictions supplémentaires pour le projet d'agrandissement.

La RMEC a affirmé que les renseignements en matière d'environnement fournis par Westcoast étaient incomplets. Elle a fait état notamment des lacunes dans les données de référence sur les pêches. En ce qui a trait aux données sur les pêches, l'Office constate que le MPO ne s'oppose pas au projet à condition que l'Office assortisse son autorisation des modalités énoncées dans la lettre du 29 avril 1993 adressée à l'Office par le MPO. L'Office est d'avis que les engagements pris par Westcoast au sujet des études sur les pêches et de la conception des croisements de cours d'eau, ainsi que les conditions énoncées dans la lettre du MPO, garantiraient que les effets potentiels sur le poisson et l'habitat halieutique seraient négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues.

L'Office prend note des préoccupations de la RMEC au sujet de la pertinence des études sur la faune ainsi que de la possibilité que le projet ait des effets défavorables sur des espèces telles que le grizzli. L'Office tient compte également du témoignage de M. Eccles, expert-conseil de Westcoast dans le domaine de la faune, selon lequel les installations pipelinaires proposées constituent, dans une proportion de 50%, des doublages qui longeront les emprises existantes. Le tracé des nouveaux pipelines suit le plus possible les emprises et les corridors existants en place. L'Office est d'avis que le projet assure seulement quelques voies d'accès nouvelles et que les travaux seront exécutés le plus possible en dehors des périodes critiques pour les espèces fauniques, notamment les grizzlis.

La RMEC a soulevé la question de la responsabilité qui incombe à l'Office en vertu de l'article 3 du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, soit veiller à ce que les effets environnementaux du projet proposé soient examinés à fond. L'Office est d'avis que dans le cadre du processus d'audience et de l'examen environnemental préalable menés conformément au décret susmentionné, les effets environnementaux du projet de Westcoast ont été parfaitement examinés.

La RMEC a soulevé également la question de savoir si l'Office avait élaboré une procédure à suivre pour statuer en vertu de l'article 12 du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Comme l'indique l'analyse faite à la section 1.3, l'Office a mis en place une méthode d'examen à laquelle il se conforme lorsqu'il doit se prononcer sur une question en vertu de l'article 12 du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE.

M. Conrad a fait valoir que le projet proposé était défini dans un contexte trop étroit et que l'énoncé des incidences devrait faire état de tous les effets associés aux 500 puits supplémentaires qui seraient forés dans la région. L'Office fait remarquer que la délivrance des licences de forage relève de la compétence provinciale. Par le biais de son processus de renvoi, la Province veille à ce que les demandes de licences soient examinées par les ministères provinciaux compétents dans le but d'évaluer les effets potentiels et d'assortir les autorisations des modalités pertinentes. L'Office juge que la réglementation et, par conséquent, l'évaluation des effets des puits en question relèvent de la compétence provinciale.

En ce qui a trait à la qualité de l'air, l'Office prend note des résultats et des limites des modèles de dispersion du SO₂ décrits par Westcoast aux fins de la prévision des concentrations ambiantes de SO₂. L'Office constate également que la Province, dans sa lettre du 4 mai 1993, a reconnu que l'évaluation fondée sur la modélisation était prudente à cet égard. L'Office est d'avis que même si les émissions de SO₂ de l'usine agrandie sont censées dépasser l'objectif fédéral et provincial en matière de concentrations ambiantes, il faut mener d'autres études pour vérifier cette prévision. Par conséquent, l'Office exigerait de Westcoast qu'elle se conforme aux exigences indiquées dans la lettre de la Province relativement aux émissions de SO₂. Westcoast devrait donc peaufiner la modélisation, évaluer l'état actuel de la végétation la plus sensible au SO₂, établir un programme de surveillance pour l'évaluation des effets potentiels sur la végétation et décrire les mesures d'atténuation qui seraient prises si les études révélaient la possibilité d'effets appréciables. En outre, Westcoast serait tenue de présenter un sommaire des résultats obtenus ainsi que des recommandations découlant de ces exigences un an après le début de l'exploitation de l'usine agrandie.

L'Office constate que l'agrandissement de l'usine de Pine River aurait pour effet d'accroître les émissions de gaz à effet de serre. Le Canada s'est engagé à stabiliser ces émissions aux niveaux de 1990 d'ici l'an 2000. Westcoast a indiqué que les possibilités de neutraliser l'accroissement de ces émissions dans le contexte de l'agrandissement de l'usine de Pine River sont limitées. Elle s'est donc engagée à répertorier toutes les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de son réseau afin de cerner les possibilités de réduire ces émissions. Westcoast devra déposer auprès de l'Office les résultats de cette étude, y compris les stratégies de gestion particulières et les délais prévus pour la réduction des émissions.

En ce qui a trait à la gestion du soufre, l'Office constate que Westcoast peut juger nécessaire à un moment donné de stocker des quantités de soufre et que la méthode la plus susceptible d'être utilisée est le déversement dans un bloc. Le cas échéant, l'Office obligerait Westcoast à se conformer aux trois premières exigences d'ETPCB visant la gestion des blocs de soufre qui sont décrites dans sa lettre du 4 mai 1993. En outre, Westcoast serait tenue de demander l'autorisation de l'Office avant de couler tout nouveau bloc de soufre.

En ce qui concerne la qualité de l'eau, et plus précisément l'élimination de l'effluent par vaporisation sur les terres, l'Office constate que Westcoast ne propose pas un

accroissement du volume de l'effluent à éliminer. L'Office constate également que les effets des pratiques passées de vaporisation ont été négligeables. La modification que Westcoast entend apporter au procédé de vaporisation aurait pour effet d'améliorer celui-ci. Cependant, Westcoast serait tenue de soumettre à l'approbation de l'Office, avant leur mise en oeuvre, les modifications qu'elle propose d'apporter au procédé.

En ce qui a trait aux pêches et à l'habitat aquatique, l'Office constate que Westcoast s'est engagée à remplir toutes les conditions énoncées dans la lettre du 29 avril 1993 du MPO. Cette lettre énonce les paramètres des évaluations à réaliser sur place et les mesures d'atténuation à prendre pour les croisements de cours d'eau. L'Office obligerait Westcoast à se conformer à ces exigences. En outre, Westcoast serait tenue de faire approuver, avant la mise en chantier, le «Rapport d'enquête sur les cours d'eau et plan d'accès» établi par la société.

En ce qui concerne la végétation, Westcoast s'est engagée à mener des études sur les espèces rares et menacées et sur les communautés de lichen terrestre. Westcoast a indiqué que les tracés des pipelines seraient modifiés pour éviter la perturbation des espèces et des communautés susmentionnées. En outre, Westcoast serait tenue de déposer les résultats de ces études et de faire approuver les changements apportés aux tracés des pipelines avant le début des travaux.

En ce qui a trait à la faune, Westcoast a indiqué qu'en majorité, les emprises nécessaires pour l'agrandissement du réseau pipelinier Grizzly longeraient les emprises, les routes et les pistes sismiques existantes ou seraient aménagées presque parallèlement à celles-ci. Seuls les quatre kilomètres supérieurs du pipeline Murray River proposé assureraient un nouvel accès. Même si le réseau pipelinier Grizzly agrandi n'assurerait qu'un nouvel accès limité, l'Office estime qu'il serait bénéfique pour la faune et l'habitat faunique que des mesures soient prises pour minimiser l'utilisation de cette nouvelle voie d'accès. Par conséquent, Westcoast serait tenue de soumettre un plan d'accès à l'approbation de l'Office avant la mise en chantier, plan qui doit énoncer les mesures particulières prévues pour contrôler l'utilisation de la nouvelle voie d'accès.

L'Office est satisfait des renseignements en matière d'environnement fournis par Westcoast au sujet des effets néfastes possibles de la construction et de l'exploitation des installations proposées. Il est satisfait également des mesures de surveillance et d'atténuation proposées par Westcoast. Outre la mise en oeuvre des mesures de protection environnementales qu'elle a proposées, Westcoast serait obligée de répondre aux exigences pertinentes de l'Office ainsi qu'à celles qui ont été convenues avec les autres organismes de réglementation. L'Office estime que si toutes ces conditions sont remplies, les effets environnementaux néfastes possibles du projet d'agrandissement de l'usine de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly, et leurs répercussions sociales directes, seraient minimales ou atténuables par le recours à des techniques connues.

Avant de donner son autorisation, l'Office exigerait que Westcoast respecte tous les engagements pris dans sa demande, dans sa réponse aux demandes de renseignement et pendant l'audience.

5.4 Questions socio-économiques

5.4.1 Embauchage de la main-d'oeuvre locale

Westcoast a estimé, par son expérience, que l'agrandissement de l'usine de Pine River et les projets pipeliniers connexes représenteraient 1 620 000 heures-personnes de travail et qu'un nombre estimatif de 6 000 000 heures-personnes reviendrait aux résidents du district de Peace River. Par conséquent, quelque 37% des travailleurs seraient puisés dans la main-d'oeuvre locale. Westcoast a constaté que pour les vastes projets de cette nature, l'inventaire local d'ouvriers spécialisés ne permet pas souvent de répondre à la demande en raison du caractère hautement technique de la plupart des travaux. C'est pourquoi la société doit recruter la main d'oeuvre spécialisée manquante à l'échelle nationale.

Westcoast croit que son objectif de 37% en matière d'embauchage de travailleurs locaux et régionaux est raisonnable étant donné la nature du projet et qu'il est réalisable pour plusieurs raisons.

Premièrement, ses entrepreneurs ont reçu pour directive de prendre toutes les mesures raisonnables pour embaucher des travailleurs dans la région du projet. Deuxièmement, des facteurs tels que des frais de subsistance et de déplacement moins élevés incitent les entrepreneurs à embaucher des travailleurs locaux. Troisièmement, Westcoast croit que la ventilation du projet global en projets de moindre envergure encourage le recours à des entrepreneurs locaux et, par ricochet, à des travailleurs locaux. En dernier lieu, Westcoast s'est engagée à surveiller étroitement le pourcentage de travailleurs locaux embauchés par ses entrepreneurs et à prendre les mesures correctrices qui s'imposent.

Westcoast a également affirmé que même si elle privilégie l'embauchage local, la décision finale dans ce domaine revient aux entrepreneurs, conformément aux normes et exigences établies. Westcoast a indiqué qu'il appartient aux entrepreneurs d'embaucher des ouvriers spécialisés pour exécuter efficacement les tâches assignées. Par conséquent, Westcoast évite d'intervenir dans les décisions d'embauchage prises quotidiennement par les entrepreneurs.

Westcoast a amorcé un processus d'action positive visant l'emploi d'autochtones locaux et l'adjudication de contrats aux sociétés autochtones. Westcoast a affirmé qu'elle avait conclu une entente avec les chefs autochtones locaux au sujet des mesures d'emploi et d'acquisition liées au projet. Les résultats obtenus feront l'objet de mesures de surveillance et de comptes rendus.

Les porte-parole des syndicats locaux et provinciaux¹ ont fait part de leurs préoccupations au sujet de la possibilité que le mode d'exécution des travaux et les méthodes d'embauchage des entrepreneurs de Westcoast se traduisent par des occasions d'emploi réduites pour leurs membres. A leur avis, le nombre de travailleurs locaux embauchés serait insuffisant et inacceptable en raison de ces débouchés moindres. Ils croient que les ouvriers spécialisés de la C.-B. sont suffisamment nombreux pour occuper beaucoup

¹ M.B. Rogers représentait le British Columbia Provincial Council of Carpenters tandis que M. R. Loro était le porte-parole du Peace River District Labour Council. M. R. Dickson représentait l'Association Internationale Des Travailleurs En Ponts, En Fer Structural & Ornemental (local 97), la Fraternité Internationale Des Ouvriers En Électricité (local 213), l'Union Internationale Des Briqueteurs & Métiers Connexes (local 1), l'Association Internationale Des Plâtriers Et Des Finisseurs En Ciment des États-Unis et du Canada (locaux 779 et 919), l'Association Internationale Des Travailleurs Du Métal En Feuille (local 280) et l'Association Unie Des Compagnons Et Apprentis de l'Industrie de la Plomberie et de la Tuyauterie des États-Unis et du Canada (local 170).

plus de postes que ceux qui ont été remplis dans le cadre des projets antérieurs de Westcoast. De plus, M. J. Hannam, de la zone électorale «E» du district régional de Peace River, a déclaré qu'un entrepreneur de l'extérieur de la région, syndiqué ou non, ne devrait pas recruter la majeure partie de ses travailleurs à l'extérieur de la région. Il a donc demandé que Westcoast presse ses entrepreneurs d'embaucher le plus possible des travailleurs qualifiés de la région.

Opinions de l'Office

L'Office accepte la position adoptée par Westcoast, à savoir que l'embauchage local est une priorité mais qu'il faut également engager des travailleurs qualifiés et assurer la rentabilité du projet. L'Office constate que toutes les parties semblent partager ce point de vue. L'Office croit que les mesures énoncées par Westcoast pour encourager l'embauchage de travailleurs locaux sont judicieuses. Cependant, l'estimation de 37% est fondée sur les conditions du marché du travail en 1991 et n'est peut-être plus pertinente. L'Office encourage Westcoast à fonder son estimation du pourcentage de travailleurs locaux sur les données locales et régionales visant la période à laquelle les travailleurs sont engagés. En outre, la production d'un compte rendu régulier sur l'embauchage local, qui serait assorti de commentaires sur le marché de travail régional, permettrait de déterminer avec plus de certitude la mesure dans laquelle les entrepreneurs suivent la politique d'embauchage local de Westcoast ainsi que le degré de succès des mesures adoptées par celle-ci. L'Office obligerait Westcoast à surveiller le rendement obtenu sur le plan de l'embauchage local à la lumière de la situation existante sur le marché du travail local et-ou régional et à déposer auprès de l'Office un rapport statistique et analytique bimestriel sur l'embauchage local prévu et réel.

5.4.2 Mode d'exécution des travaux

Westcoast a opté pour une méthode de gestion de projet dans le cadre de laquelle elle assure la gestion globale du projet au lieu d'employer un seul entrepreneur général ou maître d'oeuvre. Dans ce cas précis, elle a décidé de fractionner le projet en éléments plus petits (par exemple les travaux de génie civil et les fondations, les travaux de mécanique et structuraux, et l'électricité). Les appels d'offres pour chaque contrat de sous-traitance sont adressés à quelque six à huit entrepreneurs qualifiés syndiqués et non syndiqués. Westcoast soutient que la démarche proposée est la norme pour les grands projets industriels dans l'Ouest canadien et qu'elle permettrait de réduire le coût global du projet, de diminuer les risques des entrepreneurs et de maximiser la participation locale. Westcoast croit également qu'il est impossible de recourir aux services d'un maître d'oeuvre étant donné le court délai imparti pour le projet. Elle estime qu'il faudrait alors retarder d'au moins un an la mise en chantier.

Les porte-parole des syndicats de métiers de la C.-B. ont exprimé leurs craintes à l'égard de la démarche adoptée par Westcoast. En général, ils privilégient le recours aux services d'un maître d'oeuvre, un appel d'offres ouvert et un paiement unique. A leur avis, le recours à un maître d'oeuvre est de nature à favoriser le bon fonctionnement du marché et permet de réduire le coût total du projet au plus bas niveau possible. Ils estiment également que la méthode de gestion du projet qui suppose le recours à la sous-traitance accorde une priorité indue à la réduction maximale des coûts liés à la main-d'oeuvre. Comme celle-ci représente un élément de coût important du projet, la priorité accordée à ce facteur désavantage les entrepreneurs syndiqués dont les coûts de main-d'oeuvre sont généralement plus élevés.

En outre, de l'avis de ces intervenants, la démarche de Westcoast aurait pour effet de réduire les salaires et, par conséquent, les bénéfiques en général.

Opinions de l'Office

L'Office a examiné les deux méthodes d'exécution des travaux. Il croit que Westcoast devrait assumer la responsabilité du choix de la démarche qu'elle juge la plus efficace, sur le plan des coûts et du délai, pour un projet donné. L'Office fait remarquer également que les producteurs et les expéditeurs de gaz qui paieront les droits calculés en fonction des coûts du projet ont appuyé la demande de Westcoast et n'ont pas contesté la démarche adoptée. À la lumière de la preuve produite, l'Office juge appropriée la démarche adoptée par Westcoast.

5.4.3 Normes du travail

Westcoast maintient que les travailleurs auront les qualifications requises pour répondre aux normes générales de qualité d'exécution établies et pour accomplir les tâches en toute sécurité. La société soutient que dans le cadre de ses projets récents, elle n'a connu aucun problème à cet égard. Westcoast soutient également que les travailleurs recevront des salaires raisonnables parce que la plupart d'entre eux sont syndiqués et que pour attirer des spécialistes qualifiés, il faut offrir des salaires raisonnables. Westcoast a affirmé qu'elle appuyait la syndicalisation et que des entrepreneurs syndiqués exécutaient la majeure partie des travaux dans le cadre de ses projets. La société a également indiqué qu'elle ne savait pas que des entrepreneurs privilégiaient les travailleurs non syndiqués.

Les porte-parole des syndicats représentés ont exprimé leurs préoccupations au sujet des justes salaires, des niveaux d'aptitude et des méthodes d'embauchage discriminatoires des entrepreneurs. En ce qui a trait aux salaires, ils avaient l'impression que les contrats à prime remboursable, que Westcoast propose d'utiliser, auraient inévitablement pour effet de réduire les salaires parce que, pour réduire les coûts, les soumissionnaires sont généralement portés à réduire le montant prévu pour les salaires dans leurs propositions. Comme les salaires constituent l'élément le plus important des contrats à prime remboursable, les soumissionnaires mettront l'accent sur cet élément afin de réduire le plus possible leur offre totale. Par conséquent, les représentants syndicaux ont fait valoir que cette démarche aurait pour effet de fausser le processus au détriment des entrepreneurs syndiqués qui emploient des membres de syndicats de métiers. Ces porte-parole ont laissé entendre que Westcoast devrait se conformer à la politique de la Colombie-Britannique en matière d'équité salariale et, ainsi, les soumissionnaires accorderaient plus d'importance à des facteurs autres que les salaires.

Les porte-parole des syndicats se sont également demandés si des travailleurs non syndiqués auraient les aptitudes requises pour exécuter le travail avec efficacité et en toute sécurité, conformément aux normes et exigences établies.

En dernier lieu, les porte-parole des syndicats ont prétendu que dans le cadre de projets antérieurs de Westcoast, leurs membres ont été lésés en raison de méthodes d'embauchage discriminatoires. Ils ont mentionné des cas où des travailleurs ayant postulé par l'intermédiaire des Centres d'emploi du Canada ont été obligés de remplir des formulaires fournis par les entrepreneurs où on leur demandait s'ils étaient membres d'un syndicat ou non. Selon ces porte-parole, il y a vraiment lieu de se demander si ce processus visait à identifier les membres de leurs syndicats. L'un des porte-parole a fait valoir que cette

méthode d'embauchage pourrait être considérée comme étant une preuve *prima facie* de discrimination entre les travailleurs syndiqués et les travailleurs non syndiqués.

Opinions de l'Office

L'Office estime que la rémunération des travailleurs relève de la compétence des soumissionnaires qui, pour la plupart, sont des entrepreneurs syndiqués qui se conforment aux modalités des conventions collectives. Dans ces circonstances, les forces du marché devraient fixer des échelles salariales acceptables. L'Office n'est pas en mesure de commenter l'élargissement au secteur privé de la politique de la Colombie-Britannique en matière d'équité salariale. Selon lui, les politiques de justes salaires s'appliquent normalement aux projets publics seulement.

L'Office constate que Westcoast a convenu qu'advenant que des plaintes soient déposées contre un entrepreneur pour méthodes d'embauchage discriminatoires, elle permettrait au syndicat visé de déposer sa preuve à l'appui de l'allégation et qu'après avoir enquêté sur les incidents de ce genre, elle prendrait les mesures voulues pour prévenir et/ou corriger les abus. L'Office fait remarquer également que des plaintes pour méthodes d'embauchage discriminatoires peuvent être déposées auprès de la Commission des relations de travail de la Colombie-Britannique. L'Office juge que ces possibilités de recours sont satisfaisantes.

En ce qui a trait aux autres questions liées aux normes de travail, comme les niveaux d'aptitude et la sécurité au travail, l'Office a intérêt à s'assurer que les normes et les exigences sont satisfaites. L'Office a constaté qu'aucune preuve n'a été produite dans le but de démontrer que des normes acceptables ne seront pas respectées dans le cadre du projet proposé. Néanmoins, l'Office encouragerait Westcoast à travailler en étroite collaboration avec ses entrepreneurs pour s'assurer que les normes et les objectifs pertinents sont atteints.

5.4.4 Analyse des retombées locales

Westcoast a affirmé que les représentants de Chetwynd et du district de Peace River ont influé sur le choix des sujets abordés dans son analyse des retombées locales, ainsi que sur le degré d'approfondissement de ses enquêtes. Par conséquent, l'analyse faite par Westcoast a été axée sur les coûts potentiels du projet pour les localités avoisinantes, comme les effets sur les services publics, l'infrastructure et le logement qui pourraient constituer un fardeau excessif et, par conséquent, léser la collectivité ou la région touchée. L'analyse des avantages connexes a porté surtout sur les investissements possibles dans les collectivités par suite des dépenses faites à même les sommes versées en salaires, en taxes et impôts et en achats de biens et de services. Cette analyse était fondée sur une extrapolation des résultats obtenus dans le cadre de projets antérieurs.

M.R. Dickson, qui représentait six syndicats de métiers de la Colombie-Britannique, a affirmé que l'analyse des retombées économiques faite par Westcoast n'était pas suffisamment détaillée, notamment en ce qui a trait aux multiplicateurs d'emplois ainsi qu'aux dépenses et à l'embauchage à l'extérieur de la province. Selon M. Dickson, Westcoast devrait être tenue de fournir une analyse avantages-coûts

beaucoup plus approfondie pour les grands projets, et l'Office devrait élaborer des lignes directrices détaillées concernant le contenu de ces analyses.

Opinions de l'Office

En 1979, l'Office a diffusé des lignes directrices au sujet des renseignements socio-économiques qui devraient être déposés dans le cadre d'une demande. Ces lignes directrices décrivent les sujets à l'égard desquels des renseignements peuvent être exigés, le but visé étant de mettre l'accent sur les questions cruciales. Dans le cadre de son premier examen, un demandeur doit donc décider des sujets qui doivent être abordés ainsi que du degré de détail correspondant à la nature et à l'ampleur des effets socio-économiques prévus du projet mis de l'avant, notamment les effets cumulatifs possibles et les préoccupations du grand public. L'Office a le pouvoir ultime de statuer sur le caractère adéquat d'une évaluation des répercussions socio-économiques d'un projet. En l'espèce, l'Office juge que l'analyse socio-économique des retombées locales potentielles présentée par Westcoast est suffisamment détaillée.

5.4.5 Ressources patrimoniales

Westcoast a joint à sa demande un rapport d'étude archéologique visant la région où les projets pipeliniers seront réalisés. Selon ce rapport, il existe peu de renseignements sur l'archéologie et les ressources patrimoniales de la région visée. Westcoast s'est engagée à recourir aux services d'archéologues compétents pour mener des évaluations archéologiques et historiques du projet avant la mise en chantier. Westcoast s'est également engagée à signaler à la Direction de la conservation du patrimoine de la Colombie-Britannique la découverte de vestiges archéologiques ou de sites potentiels pendant les travaux de construction.

Opinions de l'Office

L'Office accepte les engagements pris par Westcoast de mener des évaluations archéologiques et historiques pour chacun des projets pipeliniers proposés et de signaler à la Province toute découverte réalisée pendant les travaux de construction. Westcoast serait tenue de faire approuver une évaluation par l'Office avant la mise en chantier de chaque pipeline proposé.

Chapitre 6

Questions financières

6.1 Financement

Westcoast a estimé que le coût total en capital, ce qui comprend le coût direct, les imprévus et la PFUPC, de l'agrandissement de l'usine de traitement du gaz de Pine River serait d'environ 232 millions de dollars et que celui de l'agrandissement du réseau pipelinier Grizzly serait de quelques 68 millions de dollars, pour un grand total d'environ 300 millions de dollars. Westcoast a prévu que le pipeline Chamberlain serait mis en service le 1^{er} novembre 1993 et les autres installations (usine et pipelines), le 1^{er} novembre 1994. La société a estimé que ses besoins de trésorerie pour 1993 pour les dépenses d'immobilisations se chiffraient à 176 millions de dollars, ce qui comprend les installations visées par la décision RH-3-92¹ de l'Office (142 millions) et les modifications 1 à 7 présentées en 1993 en vertu de l'article 58 (34 millions).

Westcoast a affirmé que les installations visées par la demande seraient financées par des ressources internes et des emprunts à court terme. Le financement permanent serait assuré par l'émission d'actions et des emprunts à long terme conformes au ratio d'endettement approuvé. Le financement d'appoint de la dette à long terme se ferait par l'émission d'une série supplémentaire de débentures, dont la date et l'ampleur n'avaient pas encore été déterminées mais qui dépendraient des conditions des marchés financiers et des besoins cumulés de trésorerie de la société.

Opinions de l'Office

L'Office estime que Westcoast est en mesure de financer les installations visées par la demande.

6.2 Frais supplémentaires liés à la demande pour le transport du gaz brut

Westcoast a indiqué que les expéditeurs des volumes de gaz associés au projet d'agrandissement qui ont signé un contrat de service garanti pour le traitement du gaz ont également accepté de signer un contrat de transport de la demande contractuelle par le réseau de transport de gaz brut Grizzly. Cependant, on ne connaît pas encore la date d'expiration de ces contrats. Par conséquent, Westcoast n'a pu préciser si des frais supplémentaires liés à la demande s'appliqueraient à un contrat particulier. Elle a expliqué que selon sa politique d'accroissement de la capacité de transport de gaz brut approuvée par l'Office, les frais supplémentaires sont calculés en comparant les recettes produites et les coûts assumés pendant la moindre des deux périodes suivantes: la durée du contrat ou la vie des réserves. Dans les contrats où la vie des réserves ne représenterait pas un facteur limitatif, la durée de contrat serait établie de façon que des frais supplémentaires ne soient pas perçus. Westcoast a déclaré qu'elle parachevait ces calculs à

¹ Motifs de décision de l'Office de mars 1993 visant une demande présentée par Westcoast le 31 juillet 1992, dans sa version modifiée, en vue de l'établissement de nouveaux droits exigibles à compter du 1^{er} janvier 1993 (ordonnance d'audience RH-3-92).

partir des renseignements à jour sur l'approvisionnement fournis par les expéditeurs et qu'elle communiquerait les résultats de cette analyse à l'Office. Respectant un engagement pris au cours de l'audience, Westcoast a fourni, par exemple, des calculs pour démontrer que des frais supplémentaires ne seraient pas facturés à l'égard des volumes transportés par le pipeline Chamberlain de 323,9 mm (12,75 po) pendant une période contractuelle de cinq ans.

Opinions de l'Office

L'Office déterminera si des frais supplémentaires liés à la demande pour le transport du gaz brut s'imposent lorsque Westcoast l'aura informé des dates d'expiration des contrats et, au besoin, il délivrera une ordonnance relative aux droits en vertu de la Partie IV de la Loi.

6.3 Estimation des répercussions sur les droits

Westcoast a fourni des calculs proforma indiquant l'incidence sur son coût de service et les droits de péréquation liés à la demande dans la zone 1 (installations pipelinières de transport de gaz brut) et la zone 2 (installations de traitement du gaz) des frais de construction et d'exploitation des installations d'agrandissement (usine et réseau pipelinier) pendant une période de dix ans (1994 à 2004) et ce, dans deux scénarios différents: status quo et extinction graduelle de la provision au titre de l'impôt sur le revenu reporté. Dans ses motifs de décision RH-1-92, l'Office a approuvé l'extinction graduelle de cette provision ainsi que son amortissement dans le coût du service afin de ramener à zéro l'impôt exigible du service public pour 1992 et les années subséquentes¹.

Les résultats de l'analyse témoignant de l'extinction graduelle de la provision au titre de l'impôt sur le revenu reporté révèlent que de 1994 à 2004, les droits applicables à la zone 1 seraient inférieurs d'environ 9% en moyenne aux droits qui seraient perçus si le projet d'agrandissement n'était pas réalisé. Par contre, les droits de la zone 2 seraient supérieurs d'environ 1% en moyenne pendant la même période.

Aucune des parties intéressées n'a exprimé de craintes au sujet de l'analyse faite par Westcoast des incidences estimatives du projet d'agrandissement sur les droits.

Opinions de l'Office

L'Office juge raisonnable les calculs faits par Westcoast au sujet des répercussions sur les droits.

¹ Motifs de décision de l'Office d'août 1992 visant une demande présentée par Westcoast le 12 décembre 1991 en vue de l'approbation de nouveaux droits exigibles à compter du 1^{er} janvier 1992 (ordonnance d'audience RH-1-92).

Chapitre 7

Faisabilité économique

L'Office a déterminé la faisabilité du projet d'agrandissement en examinant la probabilité que les installations soient utilisées dans une mesure raisonnable pendant leur vie économique et que les frais liés à la demande soient payés. Dans le cadre de son examen, l'Office a d'abord tenu compte de l'offre de gaz à long terme dans la zone d'approvisionnement de Pine River, des perspectives de croissance de la demande de gaz à long terme sur les marchés desservis par Westcoast, des engagements contractuels pris par les expéditeurs d'utiliser la capacité supplémentaire visée ainsi que de l'incidence potentielle des installations visées par la demande sur les droits pratiqués.

Les prévisions de Westcoast relatives à l'approvisionnement et à la productibilité, qui sont analysées au chapitre 2 des présents motifs de décision, montrent que dans la région de Pine River, l'offre excède la capacité de traitement, d'où la nécessité d'accroître la capacité de l'usine de Pine River et d'aménager de nouvelles installations de collecte du gaz brut en amont de l'usine.

Westcoast a indiqué que sur les marchés qu'elle dessert, la demande est appelée à croître à long terme. Elle prévoit que les livraisons annuelles passeront de $14\,072\,10^6\text{m}^3$ ($519\,10^9\text{pi}^3$) à $19\,122\,10^6\text{m}^3$ ($675\,10^9\text{pi}^3$) entre 1993 et 2002. Cette preuve a démontré que les installations visées par la demande seront nécessaires à long terme pour répondre à la demande croissante de gaz sur les marchés de Westcoast.

Westcoast a déposé des contrats de service garanti signés d'une durée de dix ans prévoyant l'utilisation de la capacité supplémentaire du réseau de transport du gaz brut en amont de l'usine de Pine River et pour le service de traitement à l'usine. En outre, les expéditeurs des volumes associés à l'agrandissement de l'usine de Pine River ont accepté de prolonger à cinq ans la durée de leurs contrats de service de traitement en vigueur d'une durée actuelle d'un an. Ces prorogations réduisent les risques associés au fait d'avoir un nombre élevé de contrats de service renouvelables de courte durée. L'existence de contrats à long terme étayant le projet d'agrandissement des installations et les prorogations volontaires démontrent le bien-fondé des installations.

Westcoast a également analysé les incidences des installations proposées sur les droits. Elle a établi que de 1994 à 2004, les droits de la zone 1 seraient inférieurs de 9% en moyenne aux droits qui seraient perçus si le projet d'agrandissement n'était pas réalisé. Par contre, dans la zone 2, les droits seraient supérieurs de 1% en moyenne. Ces modifications ne devraient pas nuire au renouvellement des contrats de service de collecte et de traitement du gaz.

Opinions de l'Office

Selon l'Office, la preuve produite démontre que l'agrandissement proposé est économiquement faisable étant donné qu'il est fort probable que les installations soient utilisées dans une mesure raisonnable pendant leur vie économique et que les frais connexes liés à la demande soient payés.

L'Office est d'avis que les contrats de service d'une durée de dix ans déposés à l'appui de la demande et la prorogation volontaire des contrats de service en vigueur, jumelés à la preuve de l'existence de réserves de gaz suffisantes, d'une capacité de production adéquate et de marchés viables à long terme pour le gaz, démontrent que le projet étudié est réalisable sur le plan économique.

Chapitre 8

Décision

Se fondant sur les constatations précédentes, l'Office juge que l'agrandissement de l'usine de gaz de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly proposé dans la demande est conforme à l'intérêt public. Par conséquent, L'Office a délivré, en vertu de l'article 58 de la Loi, l'ordonnance XG-WG-28-93 (jointe en annexe II) qui exempte le projet d'agrandissement de l'application des dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi.

R.B. Horner, c. r.
Membre président

J.G. Fredette
Membre

R. Illing
Membre

Calgary, Alberta
Juin 1993

Annexe I

Liste des questions

1. La question de savoir s'il est nécessaire d'agrandir l'usine de traitement du gaz de Pine River et le réseau pipelinier Grizzly, à court terme, et quelle serait l'envergure et le moment approprié pour un tel projet.
2. La question de savoir si les nouvelles installations proposées connaîtront un taux d'exploitation raisonnable au cours de leur durée de vie économique et si les frais liés à la demande seront recouvrés.
3. La question de savoir si le projet s'appuie sur des approvisionnements de gaz adéquats, en amont.
4. La question de savoir si les installations en aval sont adaptées aux débits additionnels qui pourront être assurés après les travaux d'agrandissement.
5. La question de savoir si les prévisions de la demande globale et ponctuelle (projets spécifiques) de la Westcoast, à l'intérieur comme à l'extérieur du pays, sont raisonnables.
6. Les atteintes possibles des installations proposées sur l'environnement, durant et après les travaux, et leurs effets socio-économiques directs.
7. Le degré de sécurité des nouvelles installations de collecte du gaz acide (agrandissement du pipeline Grizzly) et de traitement de Pine River proposées.
8. La question de savoir si les estimations des coûts connexes sont raisonnables, du point de vue de leur exactitude et compte tenu du niveau prévu des activités de construction pipelinère en Amérique du Nord pour l'année 1993-1994.
9. La question de savoir si le tracé des canalisations proposées est approprié.
10. La question de savoir si le processus de préavis public mis en oeuvre par la Westcoast est suffisamment exhaustif et efficace.
11. Les conditions et modalités dont il faudrait assortir le certificat ou l'ordonnance qui résultera de l'audience.

Annexe II

Ordonnance XG-W5-28-93

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

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office par Westcoast Energy Inc. («Westcoast»), en vertu de l'article 58 de la Loi, sous le numéro de dossier 3400-WO05-67.

DEVANT l'Office le 10 juin 1993.

ATTENDU QUE Westcoast a présenté une demande à l'Office le 19 janvier 1993 en vue de la délivrance, aux termes de l'article 58 de la Loi, d'une ordonnance en vertu de laquelle le projet d'agrandissement de son usine de gaz de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly serait soustrait à l'application des articles 30, 31 et 47 de la Loi;

ET ATTENDU QUE Westcoast a déposé auprès de l'Office un ensemble de modifications à la demande, sous le pli d'une lettre datée du 26 février 1993;

ET ATTENDU QUE l'Office a délivré, le 10 mars 1993, l'ordonnance d'audience GH-1-93 établissant les modalités de l'audience publique pour l'instruction de la demande;

ET ATTENDU QUE Westcoast a déposé des lettres datées du 3 et du 5 mai 1993 contenant d'autres modifications à sa demande;

ET ATTENDU QU'en vertu de l'ordonnance d'audience GH-1-93, l'Office a tenu une audience publique à Fort St. John (Colombie-Britannique), les 5 et 6 mai 1993 pour instruire la demande;

ET ATTENDU QUE, conformément au *Décret sur les lignes directrices visait le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE»), l'Office a mené un examen environnemental préalable de la demande et examiné les renseignements fournis par Westcoast et la preuve produite à l'audience;

ET ATTENDU QUE l'Office a déterminé, en vertu de l'alinéa 12(c) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, que les effets néfastes possibles sur l'environnement, y compris les conséquences sociales directement liées à ces effets, que le projet d'agrandissement des installations pourrait causer, sont négligeables ou atténuables par le recours à des techniques connues, et que les préoccupations du public au sujet de la demande ne justifient pas de référence pour examen par une commission;

ET ATTENDU QUE l'Office a instruit la demande et juge conforme à intérêt public d'accorder l'exemption demandée;

IL EST ORDONNÉ QUE les installations d'agrandissement de l'usine de gaz de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly, qui sont décrites plus en détail à l'annexe A de la présente ordonnance, soient soustraites à l'application des articles 30, 31 et 47 de la Loi, sous réserve des modalités énoncées ci-après.

Conditions générales

1. (a) Westcoast doit faire dessiner, fabriquer, situer, construire et mettre en place les installations supplémentaires conformément aux devis descriptifs, dessins et autres renseignements ou données présentés dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office, sauf lorsque des modifications sont apportées aux termes du paragraphe 1(b) ci-dessous.
- (b) Westcoast ne doit pas faire modifier les devis descriptifs, dessins et autres renseignements ou données visés au paragraphe 1(a) sans l'autorisation préalable de l'Office.
2. À moins d'avis contraire de l'Office, Westcoast doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, les pratiques, les recommandations et les procédures établies et respecter les engagements visant la protection de l'environnement qui sont énoncés ou mentionnés dans sa demande, ses réponses aux demandes de renseignements de l'Office et les articles pertinents de son manuel de protection de l'environnement visant la construction d'installations pipelinières (septembre 1992), ou présentés dans la preuve produite devant l'Office à l'audience GH-1-93, notamment les modalités ayant fait l'objet d'une entente entre Westcoast et le ministère des Pêches et des Océans et décrites dans la lettre et la pièce jointe datées du 29 avril 1993 qui ont été déposées auprès de l'Office.
3. Sous réserve d'un avis contraire de l'Office avant le 31 décembre 1994, la présente ordonnance expirera le 31 décembre 1994 sauf si les travaux de construction et de mise en place des installations visées par la demande débutent au plus tard à cette date.

Avant la mise en chantier

4. Westcoast doit, avant la mise en chantier, déposer auprès de l'Office des copies des autorisations et des permis provinciaux qui contiennent des conditions relatives à la protection de l'environnement applicables aux installations visées par la demande et Westcoast doit garder à chaque bureau de chantier un dossier d'information faisant état de toute modification apportée sur place et contenant tous les permis obtenus après le début des travaux.
5. Westcoast doit, au moins 15 jours avant le début de la construction de chacune des canalisations proposées et des installations d'agrandissement de l'usine, déposer auprès de l'Office une mise à jour de sa liste de questions environnementales qui vise le pipeline ou l'installation en cause et qui a été dressée conformément à l'alinéa 28(1)(a) du *Règlement sur les pipelines terrestres de l'Office*. Si d'autres questions sont soulevées pendant la construction, Westcoast doit déposer une mise à jour de la liste conformément au paragraphe 28(2) du *Règlement sur les pipelines terrestres de l'Office*.
6. Westcoast doit, au moins 15 jours avant le début de la construction des installations visées par la demande, déposer auprès de l'Office un ou plusieurs programmes détaillés des travaux de construction indiquant les principales activités de construction.

7. Westcoast doit, avant d'entreprendre la construction de chacun des pipelines, déposer les documents suivants relatifs à chaque pipeline auprès de l'Office et les faire approuver par ce dernier:
 - (i) rapports d'étude sur les plantes rares et le lichen menacés mentionnés dans la demande et à l'instance GH-1-93, ainsi que l'énoncé des mesures de prévention ou d'atténuation correspondantes;
 - (ii) rapports d'évaluation des ressources halieutiques et de l'habitat aquatique mentionnés dans la demande et à l'instance GH-1-93, notamment le «Rapport d'enquête sur les cours d'eau et plan d'accès» et l'énoncé des mesures de prévention ou d'atténuation correspondantes;
 - (iii) rapports d'études sur les ressources du patrimoine exigés par la Direction de l'archéologie de la province de la Colombie-Britannique, ainsi que l'énoncé des mesures de prévention ou d'atténuation correspondantes; et
 - (iv) plan visant le contrôle de l'accès nouveau.
8. Westcoast doit, avant le début de la construction de chaque tronçon de canalisation proposé, déposer auprès de l'Office la preuve démontrant que tous les droits fonciers ont été obtenus à l'égard du tronçon visé.
9. Westcoast doit, avant d'entreprendre la construction de la canalisation de soufre proposée devant relier l'usine de Pine River et l'usine de formage du soufre de Petrosul, déposer auprès de l'Office les spécifications des matériaux et les méthodes de soudure connexes pour les faire approuver.

Pendant les travaux de construction

10. Pendant les travaux de construction, Westcoast doit déposer des programmes de construction mis à jour si des changements appréciables sont apportés aux programmes déposés conformément à la modalité 6.
11. Pendant les travaux de construction, Westcoast doit déposer, auprès de l'Office et des parties intéressées qui en ont fait la demande par écrit, des rapports bimestriels sur les coûts et le progrès de la construction selon la présentation convenue avec l'Office. Ces rapports devront indiquer le pourcentage d'achèvement de chaque activité et présenter une ventilation de coûts engagés durant les deux mois précédents ainsi qu'une mise à jour des coûts prévus pour l'achèvement du projet, accompagnée d'une explication de tout écart appréciable.
12. Pendant les travaux de construction, Westcoast doit surveiller sa performance en matière d'embauche de main-d'oeuvre locale à la lumière des conditions actuelles des marchés de travail régional et/ou local et déposer auprès de l'Office à tous les deux mois des rapports statistiques et analytiques sur les résultats prévus et réels.

Avant la mise en service

13. Westcoast doit, avant la mise en service, déposer auprès de l'Office des copies des autorisations et des permis provinciaux qu'elle devait obtenir avant la mise en service des installations d'agrandissement.
14. Westcoast doit, avant de mettre en service la canalisation de soufre liquide, déposer auprès de l'Office et faire approuver par ce dernier les méthodes d'exploitation et d'entretien documentées connexes (y compris les consignes d'urgence).
15. Westcoast doit, avant de mettre en service les installations de l'usine agrandie, déposer auprès de l'Office et faire approuver par ce dernier ses plans de modification du système de vaporisation de l'effluent.
16. Westcoast doit, avant la mise en service des installations de l'usine agrandie, déposer auprès de l'Office et faire approuver par ce dernier le plan d'intervention d'urgence de l'usine de gaz de Pine River qui a été révisé en fonction de l'ajout des installations proposées.

Après la construction

17. Westcoast doit déposer auprès de l'Office les rapports environnementaux postérieurs à la construction conformément à l'article 58 du *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office.
18. Si pendant l'exploitation des installations, Westcoast juge nécessaire de couler du soufre liquide dans des blocs, elle devra obtenir l'autorisation préalable de l'Office avant de procéder.
19. Suite aux engagements pris au cours de l'audience GH-1-93, Westcoast doit déposer auprès de l'Office une évaluation des études menées et des mesures de surveillance relatives aux émissions atmosphériques suivant la mise en service des installations du projet d'agrandissement et faire approuver par l'Office toute mesure d'atténuation proposée.

Annexe A

Westcoast Energy Inc. Agrandissement de l'usine de gaz de Pine River et du réseau pipelinier Grizzly

Description et coût estimatif des installations visées par la demande

Coût estimatif
(milliers de dollars)

Agrandissement de l'usine de gaz de Pine River

231 542

Le projet d'agrandissement de l'usine prévoit l'ajout des installations nécessaires pour que la capacité de traitement du gaz brut passe de $7,37 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($260 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) à $15,9 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($560 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) et que la capacité de récupération du soufre passe de 1 097 à 2 000 tonnes par jour, à un taux d'efficacité de 99%. Voici les installations visées:

- (1) *Séparation du gaz à l'entrée de l'usine*
Un nouveau séparateur.
- (2) *Adoucissement du gaz*
Un circuit complet de traitement aux amines.
- (3) *Déshydratation*
Un déshydrateur au triéthylène glycol aux fins du contrôle de la teneur en eau du gaz adouci.
- (4) *Récupération du soufre*
Une installation MCRC complète comprenant un four à réaction, une chaudière récupératrice de chaleur, quatre convertisseurs, des échangeurs de chaleur pour le réchauffage et pour le condensateur de soufre, deux souffleries, des bassins à membrane pour le soufre, des réservoirs de stockage, des instruments et des dispositifs de contrôle. Il y a aussi un système de dégazage du soufre pour réduire le niveau de H_2S résiduel du soufre liquide produit.
- (5) *Élimination des déchets*
Les installations proposées comprennent un incinérateur et une cheminée pour la nouvelle installation MCRC.
- (6) *Pipeline de soufre liquide*
Canalisation en surface de 168,3 mm (6,63 po) de diamètre et de 5,5 km (3,4 milles) de longueur pour transporter de soufre liquide de l'usine de récupération du soufre à l'usine de formage située près d'Hasler Flats.
- (7) *Services d'utilité publique et installations auxiliaires*

Ajouts importants, soit deux génératrices à moteur, une chaudière électrique, des appareils de chauffage pour le fluide caloporteur, des réservoirs et des pompes. Le réseau de contrôle, la salle des commandes, l'atelier, l'entrepôt et les bureaux seront également agrandis.

- (8) *Modifications de l'usine en place*
Diverses modifications visant à maximiser l'utilisation des installations de l'usine déjà en place.

Agrandissement du réseau pipelinier Grizzly 68 350

- (1) *Pipeline Chamberlain* 5 678
Canalisation de 323,9 mm (12,75 po) de diamètre et d'environ 8,9 km (5,5 milles) de longueur reliant le champ Chamberlain au pipeline Sukunka-Sud
- (2) *Pipeline Murray River* 16 106
Canalisation de 323,9 mm (12,75 po) de diamètre et d'environ 24 km (14,9 milles) de longueur reliant le champ Murray River au réseau de transport de gaz brut déjà en place.
- (3) *Doublement Sukunka* 17 894
Section de doublement de 610 mm (24 po) de diamètre et d'environ 15,2 (9,4 milles) de longueur visant à accroître la capacité pipelinère en direction des régions de Sukunka et Sukunka-Sud.
- (4) *Doublement Grizzly* 28 672
Section de doublement de 610 mm (24 po) de diamètre et d'environ 26,6 km (16,5 milles) de longueur visant à accroître la capacité de transport du pipeline Grizzly à destination de l'usine de Pine River.

Coût estimatif total 299 892