



Office national de l'énergie

---

## Motifs de décision

**Relatifs à une demande  
présentée en vertu des  
parties III et IV de la Loi sur  
l'Office national de l'énergie**

**par**

**Trans Mountain Pipe Line  
Company Ltd.**

**OH-1-87**

**Juillet 1988**

---

**Ordonnance d'audience OH-1-87,  
dans sa version modifiée**



**Office national de l'énergie**

---

**Motifs de décision**

**Relatifs à une demande  
présentée en vertu des  
parties III et IV de la Loi sur  
l'Office national de l'énergie**

**par**

**Trans Mountain Pipe Line  
Company Ltd.**

**OH-1-87**

**Juillet 1988**

Ordonnance d'audience OH-1-87, dans sa  
version modifiée

© Ministre des Approvisionnements et Services  
Canada 1988

N° du Cat. NE 22-1/1988-5F  
ISBN 0-662-95055-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles auprès du:**

Bureau du soutien de la réglementation  
Office national de l'énergie  
473, rue Albert  
Ottawa (Canada)  
K1A 0E5  
(613) 998-7204

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Regulatory Support Office  
National Energy Board  
473 Albert Street  
Ottawa, Canada  
K1A 0E5  
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

## Table des matières

<b>Abréviations</b> .....	(iv)
<b>Exposé et comparutions</b> .....	(vi)
<b>Résumé</b> .....	(ix)
<b>1. La demande</b> .....	1
<b>2. Les installations de l'étape 2</b> .....	3
<b>3. L'offre et la demande</b> .....	6
3.1 L'offre .....	6
3.2 La demande .....	7
<b>4. Les installations de l'étape 1</b> .....	10
4.1 Conception et coût .....	10
4.2 Structure antiséismique des réservoirs de stockage .....	13
4.3 Sécurité-incendie .....	14
<b>5. Questions environnementales</b> .....	16
5.1 Contrôle et surveillance des émissions malodorantes au terminal de Burnaby .....	16
5.2 Contrôle et surveillance des émissions d'hydrocarbures au terminal de Burnaby .....	18
5.3 Accroissement du trafic maritime au terminal de Westridge .....	19
5.4 Contrôle et surveillance des émissions malodorantes à Westridge .....	20
5.5 Contrôle des dégagements d'hydrocarbures par les navires au terminal de Westridge ...	21
5.6 Contrôle des émissions dans les effluents au terminal de Burnaby .....	21
5.7 Contrôle de la qualité des eaux de surface au terminal de Burnaby .....	22
5.8 Contrôle du bruit .....	22
5.9 Aspect esthétique du site au terminal de Burnaby .....	23
5.10 Planification d'urgence .....	23
5.11 Nécessité d'une évaluation globale des incidences environnementales .....	24
5.12 Nécessité d'envisager d'autres études .....	25
5.13 Planification à long terme et participation communautaire .....	25
5.14 Clarification du mandat de l'Office .....	26
<b>6. Questions économiques</b> .....	28
6.1 Retombées économiques .....	28
6.2 Incidences socio-économiques .....	29
<b>7. Financement</b> .....	30
<b>8. Décision relative aux installations de l'étape 1</b> .....	31
<b>9. Conception des droits</b> .....	32
9.1 Introduction .....	32
9.2 Installations visées par la demande .....	32
9.2.1 Traitement des droits applicables aux installations visées par la demande .....	33

9.2.2	Garanties financières relatives aux coûts des nouvelles installations . . . . .	34
9.3	Traitement des droits applicables aux installations spéciales . . . . .	36
9.3.1	Frais applicables aux produits raffinés . . . . .	37
9.3.1.1	installations assurant uniquement le service de réception . . . . .	38
9.3.1.2	Installations communes assurant uniquement le service des produits raffinés . . . . .	39
9.3.1.3	Installations assurant uniquement le service de livraison . . . . .	41
9.3.2	Frais exigés relativement au produit spécial de Shell . . . . .	42
9.3.3	Système de collecte d'Edson . . . . .	44
9.4	Crédits applicables à la mise en réservoir . . . . .	44
9.5	Frais supplémentaires et crédits liés au combustible et à la puissance . . . . .	46
9.5.1	Frais supplémentaires liés à la puissance et au combustible utilisés pour le transport du pétrole brut lourd . . . . .	46
9.5.2	Crédits relatifs au combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés . . . . .	48
9.6	Frais supplémentaires et crédits liés à la capacité . . . . .	50
9.6.1	Nécessité d'appliquer des frais supplémentaires ou d'allouer des crédits liés à la capacité . . . . .	50
9.6.2	Méthodes de calcul des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité . . . . .	51
9.6.3	Établissement du calendrier d'application des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité . . . . .	57
9.7	Diverses questions relatives à la conception des droits . . . . .	58
9.7.1	Nombre d'hydrocarbure à distinguer dans les droits exigibles par Trans Mountain . . . . .	58
9.7.2	Frais liés au chargement à Westridge . . . . .	58
<b>10.</b>	<b>Décision . . . . .</b>	<b>60</b>

## Annexes

I	Ordonnance XO-1-88 .....	61
II	Ordonnance TO-4-88 .....	65
III	Illustration des méthodes de détermination des frais supplémentaires et crédits liés à la capacité .....	67

## Abréviations

Amoco	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée
API 650	American Petroleum Institute Standard 650 <i>Welded Steel Tanks for Oil Storage</i>
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
BCA	Burnaby Citizens' Association
C.-B.	Colombie-Britannique
CCPA	Commission de commercialisation des pétroles de l'Alberta
CERL	CERI Energy Research Ltd.
Chevron	Chevron Canada Limited
Décision de PIL	Motifs de décision de PIL de juin 1987 de l'Office
EBTM	éther butylique tertiaire de méthyle
É.-U.	États-Unis d'Amérique
Gulf	Ressources Gulf Canada
GVRD	Greater Vancouver Regional District
H <sub>2</sub> S	hydrogène sulfuré
Husky	Husky Oil Operations Ltd.
Imperial	Compagnie pétrolière impériale Ltée
km	kilomètre
kW	kilowatt
le District	The Corporation of the District of Burnaby
Les lignes aériennes	Air Canada, Lignes aériennes Canadien International
LGN	liquides de gaz naturel
Loi/Loi sur l'ONÉ	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m <sup>3</sup>	mètre cube

m <sup>3</sup> /j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
Murphy	Murphy Oil Company Ltd.
North Burnaby Group	Résidents, propriétaires fonciers et pétitionnaires de North Burnaby, groupe nommé plus tard "North Burnaby Residents Against Pipeline Expansion"
Northridge	Northridge Petroleum Marketing Inc.
Office/ONE	Office national de l'énergie
Petro-Canada	Petro-Canada Inc.
PIL	Pipeline Interprovincial Limitée
Ressources BP	Ressources BP Canada Limitée
Shell	Shell Canada Limitée
Trans Mountain/le demandeur/la société	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

## Exposé et comparutions

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

RELATIVE À une demande présentée par Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., datée du 21 septembre 1987, en vue d'obtenir une ordonnance exemptant certaines installations pipelinières supplémentaires proposées de l'application des dispositions de certains articles de la Loi conformément à l'article 49 de la Loi et en vue d'obtenir des ordonnances en vertu de la partie IV de la Loi en ce qui concerne la méthode de calcul des droits pour son réseau pipelinier; la demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1755-T4-25; et

RELATIVE À l'ordonnance d'audience OH-1-87 de l'Office national de l'énergie, dans sa version modifiée.

ENTENDUE à Vancouver, en Colombie-Britannique, les 1<sup>er</sup>, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11 et 12 février 1988, à Ottawa, en Ontario, les 29 février et 1<sup>er</sup> mars 1988 et à Burnaby, en Colombie-Britannique, les 11, 12, 13 et 14 avril 1988.

DEVANT:

R. Priddle	Membre président
W.G. Stewart	Membre
A.B. Gilmour	Membre

COMPARUTIONS - Vancouver:

G.K. Macintosh, c.r. G.A. Irving M.W.P. Boyle	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
D. Fairey	Résidents, propriétaires fonciers et pétitionnaires de North Burnaby
D.B. Macnamara	Association pétrolière du Canada
J.A. Snider A.S. Hollingworth	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
R.S. O'Brien, c.r.	Les lignes aériennes: Air Canada, Lignes aériennes Canadien International
D.K. Holgate V.J. Carson	Compagnie des Pétroles Amoco Limitée
C.W. Sanderson A.W. Carpenter G.M. Salloum	Chevron Canada Limited

G.S. Thoms	Ressources Gulf Canada Limitée
B.F. Thurgood R. Phillips	Husky Oil Operations Ltd.
J.B. Ballem, c.r.	Compagnie pétrolière impériale Limitée
D.J. Jenkins D.B. MacDermott G. Sheasby	Pipeline Interprovincial Limitée
J.R. Smith, c.r.	Murphy Oil Company Ltd.
P.R. Murray	PanCanadian Petroleum Limited
D.G. Hart, c.r.	Petro-Canada Inc.
E.S. Decter R. Riegert	Shell Canada Limitée
S.B. Campbell	TransCanada PipeLines Limited
R.H. Kline	Unocal Canada Limited
A.R. Androsoff	Westcoast Transmission Company Limited
L.L. Manning S.F. McAllister	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
M.J. Shelley	The Corporation of the District of Burnaby
R.J. Bauman	Greater Vancouver Regional District
L. Keough D. Bursey	Office national de l'énergie

COMPARUTIONS - Burnaby:

G.K. Macintosh, c.r. M.W.P. Boyle	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
D. Fairey	North Burnaby Residents Against Pipeline Expansion
R. Rainey	Burnaby Citizens' Association
J.B. Jones, député provincial	Électeurs de North Burnaby
C. Boothroyd	En son propre nom

K.R. Boyce	En son propre nom
L.A. Boland	En son propre nom
A. Callaghan	En son propre nom
A.W. Carpenter	Chevron Canada Limited
F.H. Fleming	En son propre nom
D. Goodman	En son propre nom
J.B. Ballem, c.r. M. Ward	Compagnie pétrolière impériale Ltée
I.M. Gordon	En son propre nom
M. Kosi	En son propre nom
J.R. Reimer	En son propre nom
C. Rudd	En son propre nom
E.S. Decter	Shell Canada Limitée
D. Dattani G. Harvie	The Corporation of the District of Burnaby
R.J. Bauman	Greater Vancouver Regional District
L. Keough D. Bursey	Office national de l'énergie

## Résumé

(Nota: Le résumé n'est fourni que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie de la Décision ou des Motifs de décision, pour lesquels le lecteur est prié de consulter le narratif et les tableaux.)

### Introduction

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain) a demandé à l'Office, le 21 septembre 1987, d'autoriser un agrandissement en deux étapes de ses installations. Elle a également demandé que la conception de ses droits existants soit modifiée.

Le personnel de l'Office a tenu, le 14 janvier 1988 à Vancouver, une conférence préparatoire à l'audience. Les parties intéressées à l'audience ont été invitées à discuter de diverses questions de procédure concernant le déroulement de l'audience.

Une audience publique s'est tenue à Vancouver du 1<sup>er</sup> au 12 février 1988. Elle a été suivie de la plaidoirie, qui s'est déroulée à Ottawa les 29 février et 1<sup>er</sup> mars 1988. L'audience a repris à Burnaby, du 11 au 14 avril 1988, pour entendre la preuve additionnelle au sujet des préoccupations environnementales et socio-économiques. Le plaidoirie écrite sur la preuve additionnelle s'est achevée en mai 1988.

### Installations

#### *Étape 1*

L'étape 1 de l'agrandissement comprend des additions à sept stations de pompage et la construction de deux nouvelles stations de pompage et de cinq nouveaux réservoirs. Les travaux d'agrandissement, dont le coût est estimé à 56,9 millions de dollars, devraient être achevés en 1990; la capacité du réseau à la sortie d'Edmonton atteindrait ainsi 27 000 mètres cubes par jour, selon les prévisions de débit, qui incluent 6 000 mètres cubes par jour de pétrole brut lourd.

L'Office, convaincu que l'étape 1 de l'agrandissement est dans l'intérêt public, a autorisé la construction des installations.

#### *Étape 2*

L'étape 2 comprend la construction de trois nouvelles stations de pompage et la remise en service de deux doublements de 762 mm de diamètre, d'une longueur individuelle de 80,5 kilomètres. Cette étape devait permettre d'accepter des débits additionnels d'éther butylique tertiaire de méthyle (EBTM) et de méthanol, de pétrole brut lourd, ou une combinaison de ces produits; la capacité du réseau aurait ainsi atteint 3 000 mètres cubes de plus par jour. Le coût des installations de l'étape 2 visées par la demande était estimé à 27,4 millions de dollars.

L'Office n'a pas autorisé la construction des installations de l'étape 2 pour les motifs énoncés au chapitre 2.

## **Questions relatives aux droits**

### ***Intégration des coûts des installations visées par la demande***

L'Office a approuvé la proposition du demandeur visant à intégrer les coûts en capital et d'exploitation des installations de l'étape 1 dans une base de taux et des besoins en revenus du service de transport de base.

### ***Frais supplémentaires/crédits liés à la capacité***

Une version modifiée de la méthode relative à l'oléoduc de recharge suggérée par Trans Mountain a été jugée appropriée pour calculer les frais supplémentaires et les crédits liés à la capacité sur le réseau de Trans Mountain. L'Office a ordonné qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1989, des frais supplémentaires de 5 % soient appliqués au transport du pétrole brut lourd; en outre, il a conclu qu'un crédit de 0 % lié à la capacité est approprié relativement aux produits raffinés et semi-raffinés.

### ***Frais supplémentaires/crédits liés au carburant et à la puissance***

L'Office a accepté l'application de frais supplémentaires de 15 % liés au carburant et à la puissance relativement au transport du pétrole brut lourd, comme l'a proposé Trans Mountain; il a ordonné qu'ils soient appliqués à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1989. En outre, il a ordonné que Trans Mountain utilise une méthode de calcul du coût différentiel afin d'évaluer le niveau approprié de crédits liés au carburant et à la puissance relativement au transport des produits raffinés et semi-raffinés.

### ***Intégration des frais spéciaux***

Les frais spéciaux liés aux produits raffinés ont été éliminés relativement aux installations suivantes:

- (1) installations de réception situées en aval de l'installation de comptage pour le transfert de la propriété du pétrole, y compris l'installation de comptage;
- (2) installations de livraison situées en amont de l'installation de comptage pour le transfert de la propriété du pétrole, y compris l'installation de comptage;
- (3) certaines installations de transport vouées auparavant exclusivement au transport de produits raffinés.

Les coûts en capital et d'exploitation associés à la canalisation de livraison de 406 mm utilisée exclusivement par Shell continueront d'être à la charge de Shell. Toutefois, les coûts liés à la canalisation du dock de Westridge, dont 50 % étaient auparavant à la charge de Shell, et les coûts en capital et d'exploitation du matériel et des instruments de contrôle seront maintenant intégrés dans la base des taux et l'ensemble des coûts du service de transport de base.

L'Office a rejeté la demande de Trans Mountain visant à intégrer les coûts associés au réseau de collecte d'Edson.

*Crédits liés à la mise en réservoir*

L'Office a ordonné à Trans Mountain d'élaborer une méthode de calcul des crédits liés à la mise en réservoir devant être versés aux expéditeurs qui n'utilisent pas les réservoirs de réception ou de livraison appartenant à la société.

# Chapitre 1

## La demande

---

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain, le demandeur ou la société) possède et exploite un réseau pipelinier qui s'étend d'Edmonton, en Alberta, à Burnaby, en Colombie-Britannique (C.-B.) et est raccordé près de Sumas (C.-B.) à un pipeline possédé par une filiale entièrement américaine, la Trans Mountain Oil Pipe Line Corporation. Trans Mountain exploite son réseau à titre de transporteur public et transporte du pétrole brut léger et du pétrole lourd, de même que divers produits raffinés et semi-raffinés. Son réseau se compose principalement d'une canalisation simple d'un diamètre de 610 mm, de huit stations de pompage intermédiaires le long du tracé du pipeline et d'installations importantes de stockage et de terminal à Edmonton, à Kamloops et à Burnaby. Il comprend aussi une installation de collecte de condensat à Edson, en Alberta.

Dans une demande datée du 21 septembre 1987, Trans Mountain a sollicité, en vertu des parties III et IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie (la Loi ou la Loi sur l'ONÉ):

1. des ordonnances, aux termes de l'article 49 de la Loi qui, une fois accordées, lui permettraient de construire certaines installations pipelinières additionnelles en Colombie-Britannique et en Alberta. Les installations proposées, qui seraient construites en deux étapes, seraient composées surtout de nouvelles installations de pompage à différents endroits le long du tracé du pipeline de même que de nouveaux réservoirs aux terminaux de Burnaby et d'Edmonton; et
2. des ordonnances, aux termes de la partie IV de la Loi:
  - (i) approuvant, relativement aux installations de l'étape 1 et de l'étape 2 visées par la demande, la mise en oeuvre de la méthode de répartition des coûts et de conception des droits par péréquation;
  - (ii) modifiant les frais supplémentaires applicables au transport de pétrole brut lourd; et
  - (iii) intégrant à la base des taux et au coût du service du réseau principal des frais spéciaux concernant les installations; ces frais sont actuellement connus comme les frais spéciaux afférents au transport de produits pétroliers raffinés et semi-raffinés et au service de collecte de produits pétroliers, à Edson.

Dans l'ordonnance OH-1-87, l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) a ordonné la tenue d'une audience publique. L'audience a commencé le 1<sup>er</sup> février 1988 à Vancouver, en Colombie-Britannique. La présentation de la preuve a duré jusqu'au 12 février, date à laquelle l'audience a été ajournée.

La plaidoirie finale a été entendue à Ottawa les 29 février et 1<sup>er</sup> mars 1988. Dans l'exposé qu'il a présentée au cours de la plaidoirie finale, un groupe de résidents de North Burnaby a décrit ses inquiétudes face à l'agrandissement des installations de Trans Mountain à Burnaby et a demandé, entre autres, que l'Office réentende la demande à Burnaby. Le Vancouver District Labour Council a pris une position semblable.

Face aux préoccupations exprimées, l'Office a convoqué l'audience à Burnaby le 11 avril 1988 pour entendre la preuve des parties concernées sur les incidences environnementales et socio-économiques de la demande de Trans Mountain. L'audience de Burnaby a duré quatre jours, au cours desquels l'Office a entendu la preuve du demandeur, des résidents locaux individuels, des groupes de résidents et des représentants élus et gouvernementaux.

La plaidoirie finale sur la partie Burnaby de l'audience, présentée par écrit, s'est terminée en mai 1988.

## Chapitre 2

# Les installations de l'étape 2

---

Trans Mountain a présenté une demande en vue d'agrandir ses installations en deux étapes. Le chapitre 4 du présent rapport décrit les installations de l'étape 1.

Quant aux installations de l'étape 2 proposées, qui comprenaient trois nouvelles stations de pompage une à Hinton, en Alberta, une à Rearguard et une à Kingsvale, toutes deux en Colombie-Britannique, leur coût a été évalué à 27,4 millions de dollars. L'étape 2 comprenait aussi la remise à l'essai et en service de deux doubléments de 762 mm de diamètre, d'une longueur individuelle de 80,5 km. L'étape 2 visait le transport de 3 000 m<sup>3</sup>/j d'éther butylique tertiaire de méthyle (EBTM)<sup>1</sup> et de méthanol, ou de pétrole brut lourd ou une combinaison de ces produits.

Trans Mountain a cherché à faire approuver de façon conditionnelle l'agrandissement de l'étape 2 afin que les partenaires du MTBE consortium<sup>2</sup> aient la garantie que le réseau de Trans Mountain aurait la capacité voulue pour le transport de leur produit. En d'autres termes, la société a demandé à l'Office d'approuver la construction des installations de l'étape 2 à la condition qu'elle lui prouve à une date ultérieure que les volumes prévus se matérialiseraient. Elle a indiqué qu'un délai d'un an pour fournir la preuve relative au débit serait raisonnable. La plupart des expéditeurs étaient favorables à l'approbation conditionnelle des installations de l'étape 2.

Pendant l'audience de Vancouver, Trans Mountain a indiqué que des installations supplémentaires seraient requises à Burnaby et à Edmonton pour transporter l'EBTM et le méthanol, mais elle n'a pas donné de précisions sur l'ampleur de ces installations. Au cours de l'audience de Burnaby, Trans Mountain a expliqué que trois nouveaux réservoirs devraient être construits à Burnaby, à un coût d'environ 22 millions de dollars, avant que l'EBTM et le méthanol puissent être transportés. Le nombre de réservoirs nécessaires à Edmonton n'a pas été débattue. Pour la construction de ces installations supplémentaires, la société déposerait une autre demande auprès de l'Office.

Même si elle a convenu que la preuve qu'elle a déposée aurait dû mentionner plus clairement le besoin de réservoirs supplémentaires pour le transport d'EBTM et de méthanol, la société ne pensait pas que le fait qu'elle soit obligée de présenter une autre demande devrait influencer sur l'approbation de l'étape 2, telle qu'elle a été déposée. Elle a maintenu que l'étape 2 devrait être considérée seulement comme un accroissement de la capacité de la canalisation principale et non pas comme un agrandissement pour le transport d'EBTM et de méthanol. Elle a ajouté que, si les nouvelles installations de l'étape 2 n'étaient utilisées que pour transporter du pétrole brut lourd, aucun réservoir supplémentaire ne serait nécessaire. Même si son réseau pourrait accepter le débit de pétrole brut lourd qu'elle prévoit pour 1990 sans l'agrandissement de l'étape 2, Trans Mountain a indiqué que ses prévisions étaient conservatrices et qu'il y aurait sûrement plus de volumes à transporter.

---

<sup>1</sup> L'EBTM permet de relever l'indice d'octane de l'essence.

<sup>2</sup> Neste Oy, Celanese Canada Inc., Hoechst-Celanese et Trans Mountain sont membres d'un consortium qui étudie la faisabilité de construire une usine de fabrication d'EBTM à Edmonton.

Les North Burnaby Residents Against Pipe Expansion (North Burnaby Group)<sup>1</sup> se sont opposés à la présentation tardive de la preuve sur le stockage requis pour l'EBTM et le méthanol. Ils ont déclaré que les parties avaient été trompées dans cette affaire et que la portée et les incidences de ce projet avaient été mal évaluées.

Chevron Canada Limited (Chevron) était, au début, en faveur du projet de l'étape 2 dans la mesure où des accords adéquats sur le débit seraient conclus. Cependant, elle a été moins favorable à l'idée après avoir pris connaissance de la nouvelle preuve présentée à l'audience de Burnaby sur la nécessité de construire des réservoirs de stockage d'EBTM et de méthanol. Chevron a estimé que la réduction des économies d'échelle liée à l'agrandissement révisé de l'étape 2 aurait un plus grand effet négatif sur les expéditeurs en place si les volumes prévus devaient ne pas se matérialiser. D'après Chevron, tout cela donne plus de poids à son argument sur la nécessité de conclure des accords sur le débit.

### **Décision**

**L'agrandissement de l'étape 2 était en grande partie fondé sur la hausse de débit que prévoit Trans Mountain d'ici 1990, par suite des nouvelles expéditions d'EMBT et de méthanol. Cependant, avant de pouvoir transporter ces volumes, Trans Mountain aura besoin d'autres installations de terminal à Burnaby et à Edmonton. Ces installations feraient plus tard l'objet d'une demande distincte.**

**Même s'il ne veut pas décourager le MTBE consortium d'aller de l'avant avec le projet en question, l'Office n'est pas convaincu qu'il est justifié d'approuver ce qui, en fait, ne constitue qu'une partie des installations requises pour le transport d'EBTM et de méthanol. Une approbation conditionnelle ne résout pas les préoccupations de l'Office, les expéditions régulières d'EBTM et de méthanol risquent peu de se produire à moins que ne soit aussi approuvée la demande subséquente d'installations supplémentaires. Par conséquent, l'Office considère que la demande d'agrandissement de l'étape 2, telle qu'elle se rapporte à l'EMBT et au méthanol, est prématurée et qu'elle serait mieux traitée dans une instance où toutes les installations nécessaires pourraient être considérées ensemble.**

**Comme solution de rechange au transport d'EBTM et de méthanol, Trans Mountain a soutenu que les débits supplémentaires requis à l'appui de l'agrandissement prévu à l'étape 2 pourraient consister en des expéditions de pétrole brut lourd. Même si Trans Mountain a soutenu que ses prévisions de débit étaient conservatrices, la preuve n'indique pas que ces installations seraient nécessaires avant 1990 pour permettre le transport de pétrole brut lourd. Comme la construction des installations prévues de l'étape 2 pour l'acceptation de volumes supplémentaires de pétrole brut lourd ne prendrait que peu de temps (environ un an), l'Office n'a pas vraiment de raison d'approuver conditionnellement des installations si longtemps avant qu'on puisse raisonnablement s'attendre à ce qu'elles soient nécessaires.**

---

<sup>1</sup> Une partie qui est intervenue, à l'origine, comme étant "The North Burnaby Residents, Landowners and Petitioners" a changé plus tard de nom pour devenir les "North Burnaby Residents Against Pipeline Expansion". Dans les présents motifs, "North Burnaby Group" est utilisé pour les deux noms.

**Pour ces motifs, l'Office rejette la demande présentée par Trans Mountain relativement aux installations de l'étape 2. Ayant pris cette décision, il n'a pas à se prononcer sur les autres questions rattachées à l'étape 2.**

# Chapitre 3

## L'offre et la demande

---

### 3.1 L'offre

Pour étayer ses prévisions sur le débit de pétrole brut, Trans Mountain a présenté ses prévisions de l'offre de pétrole brut dans l'Ouest canadien pour la période couverte dans le tableau 3-1. Ces prévisions sont fondées sur des projections des prix du pétrole brut de 22 \$ et 27 \$ le baril (en dollars U.S. de 1986) pour le West Texas Intermediate en 1990 et 1995, respectivement.

D'après ses conclusions, d'ici le début des années 90, la production de pétrole brut léger classique dans l'Ouest canadien diminuera et ne sera que partiellement compensée par l'accroissement de l'offre de pétrole brut synthétique. Malgré la diminution de la production de pétrole brut léger, elle s'attend à ce que l'offre de pétrole brut lourd mélangé dépasse les capacités combinées de débit de pétrole brut lourd des réseaux de Pipeline Interprovincial Limitée (PIL), Rangeland Pipeline Company Limited et de son propre réseau, compte tenu des installations en place.

Selon elle, pour justifier l'agrandissement des installations de l'étape 1, il faudrait que le volume de pétrole brut lourd mélangé qu'elle reçoit augmente de 4 300 m<sup>3</sup>/j par rapport aux expéditions actuelles. Plusieurs intervenants ont donné une preuve indiquant qu'il y aurait, à l'échelle du pays, un accroissement de l'offre de pétrole brut lourd mélangé, d'environ 18 000 mètres par jour, d'ici l'an 1990 par suite de l'expansion des projets de bitume en cours.

Deux importantes sociétés productrices de bitume, la Compagnie pétrolière impériale Ltée (Impériale) et Petro-Canada Inc. (Petro-Canada) se sont déclarées d'accord avec les prévisions du demandeur concernant l'offre future de pétrole brut lourd, compte tenu de leurs engagements d'agrandissement pour les projets de Cold Lake et Wolf Lake, respectivement.

Pour sa part, la société Chevron a soutenu que l'offre pourrait être très différente du tableau présenté par le demandeur, étant donné l'incertitude qui entoure les prix du pétrole brut. Selon elle, la hausse de l'offre qui devrait découler de l'expansion des projets de bitume n'est qu'une possibilité et ce scénario peut ne pas se concrétiser tel que prévu, si les prix du pétrole brut demeurent bas, compte tenu des frais d'exploitation élevés.

#### Décision

**L'Office sait que l'offre future de pétrole brut demeure incertaine, surtout à la lumière de l'instabilité récente des prix. Il est toutefois convaincu que le volume supplémentaire de pétrole brut lourd (4 300 m<sup>3</sup>/j en sus des expéditions en cours) requis à l'appui des installations de l'étape 1 pourrait se concrétiser, compte tenu de l'expansion prévue de la capacité de plusieurs projets de bitume en cours, même si certains des travaux d'agrandissement proposés sont retardés parce que les prix du pétrole brut demeurent bas.**

**Tableau 3-1**  
**Offre totale de pétrole brut dans l'Ouest canadien**  
(milliers de m<sup>3</sup>/j)

	<u>1990</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>	<u>2005</u>	<u>2010</u>
Léger	144,9	113,9	88,4	69,7	55,2
Pentanes	19,2	15,5	12,1	10,2	7,4
Synthétique	30,6	30,8	47,9	62,3	88,7
Lourd	38,5	38,1	33,8	32,2	32,3
Bitume	<u>41,3</u>	<u>59,5</u>	<u>69,5</u>	<u>79,5</u>	<u>91,1</u>
<b>OFFRE TOTAL</b>	<b>274,5</b>	<b>257,8</b>	<b>251,7</b>	<b>253,9</b>	<b>274,7</b>

### 3.2 La demande

À l'appui de l'étape 1 de l'agrandissement, Trans Mountain a fourni des prévisions de la demande qui sont présentées dans le tableau 3-2.

Trans Mountain a supposé que les raffineries de la région de Vancouver continueraient de compter sur le pipeline pour la livraison de leurs charges d'alimentation et a estimé que la demande actuelle d'environ 21 000 m<sup>3</sup>/j ne varierait pas beaucoup. Elle ne prévoyait pas de fermeture de raffinerie, mais elle croyait que, si certains raffineurs mettaient fin graduellement aux expéditions de pétrole brut, des produits finis ou spéciaux seraient expédiés à la place. Les raffineurs de Vancouver ont déclaré qu'ils continueront d'être très dépendants de Trans Mountain, étant donné le manque d'autres sources possibles d'approvisionnement. Aucune partie n'a donc contesté les estimations de la société pour ce qui est des livraisons de pétrole brut léger vers Burnaby.

D'après les prévisions des expéditeurs, qui allaient d'environ 4 900 à 11 000 m<sup>3</sup>/j, les offres de pétrole brut lourd atteindraient jusqu'à 6 000 m<sup>3</sup>/j en 1990. Pour vérifier la plausibilité des prévisions des expéditeurs, Trans Mountain a demandé à CERL Energy Research Ltd. (CERL) d'évaluer les débouchés qui existent pour le pétrole brut lourd et le bitume canadiens dans les pays en bordure du Pacifique.<sup>1</sup> Selon CERL, ces pays peuvent absorber jusqu'à 16 000 m<sup>3</sup>/j de pétrole brut lourd.

CERL a aussi étudié le marché de Wood River, dans l'Illinois, situé à environ 360 kilomètres au sud de Chicago. Elle a reconnu que ce marché pourrait autoriser des rentrées nettes plus élevées que le marché du Pacifique, mais elle a estimé que pour y accéder, il faudrait faire des rabais sur les grands volumes de pétrole brut lourd canadien déjà livrés aux États du nord des États-Unis.

CERL a aussi signalé qu'un agrandissement du réseau Trans Mountain donnerait aux producteurs canadiens une plus grande souplesse au niveau de l'accessibilité des marchés. Des intervenants comme Husky Oil Operations Ltd. (Husky), Impériale et Murphy Oil Company Ltd. (Murphy) ont soutenu que le marché traditionnel du pétrole brut lourd (c.-à-d. les raffineries intérieures situées à Montréal et à l'ouest de Montréal et les raffineries situées dans les États du nord des États-unis) est saturé ou presque. D'après ces intervenants et Shell Canada Limitée (Shell), les pays en bordure du Pacifique

<sup>1</sup> Les pays en bordure du Pacifique comprennent les pays de l'Asie du Sud, le Japon, l'Australie et la Nouvelle-Zélande.

constituent la principale solution de rechange aux marchés traditionnels. Quelques-uns de ces intervenants étaient de cet avis à cause de l'expérience qu'ils avaient acquise dans la commercialisation du pétrole brut lourd. Pour Petro-Canada, les pays en bordure du Pacifique et Wood River seraient des marchés éventuels qui pourraient être développés simultanément.

**Tableau 3-2**  
**Prévisions de la demande de Trans Mountain**  
**(milliers de m<sup>3</sup>/j)**

	<u>1987</u>	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>1990<sup>a</sup></u>
Pétrole brut léger vers Burnaby	20,8	21,0	21,0	21,0
Pétrole raffiné vers Kamloops	1,6	2,5	2,7	3,0
Exportations de pétrole brut lourd via Westridge <sup>b</sup>	1,7	3,0	3,0	6,0
Exportations de pétrole brut léger via Westridge	0,7	-	-	-
Exportations de pétrole brut léger via Sumas	<u>1,9</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<b>DEMANDE TOTALE</b>	<b><u>26,7</u></b>	<b><u>26,5</u></b>	<b><u>26,7</u></b>	<b><u>30,0</u></b>

a. Suppose l'agrandissement des installations prévu à l'étape 1.

b. Les débits indiqués pour les exportations de pétrole brut lourd en 1988 et 1989 sont les débits maximaux réalisables compte tenu du stockage actuel possible. Ils ne supposent aucun problème d'exploitation ou de logistique imprévu.

Quant aux raffineries de Wood River, tous les intervenants étaient d'avis que ce marché n'est actuellement accessible que par chaland quand la rivière est navigable. Pour y avoir accès, il faudrait qu'un des deux pipelines qui transportent du pétrole brut au nord de Chicago soit inversé ou qu'un nouveau pipeline soit construit.

Le demandeur a donné la preuve que les expéditeurs de pétrole brut lourd ont limité leurs engagements d'achat à un maximum de 3 000 m<sup>3</sup>/j afin d'éviter une répartition de la capacité du pipeline. Pour Trans Mountain, il ne faisait aucun doute qu'une quantité plus grande de pétrole brut lourd aurait pu être transportée en 1987 si la capacité avait été disponible. Impériale a déclaré avoir renoncé à des ventes à cause de la capacité limitée du pipeline.

Au cours de la plaidoirie finale, Chevron, avec l'appui d'Air Canada et de Canadian Airlines International Ltd. (les lignes aériennes) a été la seule partie à mettre sérieusement en question la plausibilité des prévisions du débit de pétrole brut lourd de Trans Mountain. Comme il n'est pas du tout certain que le débit futur de pétrole brut lourd serait le débit prévu, la société Chevron a qualifié le projet d'agrandissement de "hautement spéculatif". D'après elle, CERL a surestimé la valeur commerciale du pétrole brut lourd pour les raffineries des pays en bordure du Pacifique, passant du même coup sous silence le fait que les producteurs auraient fortement tendance à vendre de plus grands volumes sur les marchés traditionnels plutôt que dans les pays en bordure du Pacifique, tant qu'il n'y aurait pas de restrictions au niveau de la capacité de PIL. Pour Chevron, la livraison de volumes supplémentaires sur les marchés traditionnels ou les marchés de Wood River n'aurait pas nécessairement une incidence négative sur les rentrées nettes des producteurs étant donné que ces marchés, qui sont aussi approvisionnés par les États américains du Golfe et les Antilles, sont vastes et diversifiés et que les raffineries traitent une grande variété de pétroles bruts.

## Décision

Étant donné le manque d'autres sources possibles d'approvisionnement, il est fort probable que les raffineries de la région de Vancouver continueront d'utiliser le pipeline de Trans Mountain pour le transport de leurs charges d'alimentation. Si des raffineries devaient fermer leurs portes, le réseau de Trans Mountain transporterait des produits finis ou semi-raffinés plutôt que les charges d'alimentation qu'il expédie actuellement.

L'Office reconnaît que les livraisons réelles de pétrole brut lourd sont principalement tributaires du pétrole brut disponible et de la demande sur les marchés traditionnels, sources des plus grandes rentrées nettes. À l'instar de plusieurs intervenants, l'Office croit que lorsque les raffineries Co-op (Regina, Saskatchewan) et Koch (Rosemount, Minnesota) seront en place, il ne devrait pas y avoir beaucoup plus de croissance sur les marchés traditionnels. Par conséquent, les producteurs devront se tourner vers de nouveaux marchés pour écouler leurs surplus de production prévus. Il convient de noter que des exportations de pétrole brut lourd sont déjà effectuées par pétrolier à l'extérieur de Montréal via PIL et à l'extérieur de Vancouver via Trans Mountain, vers des marchés moins attrayants que les marchés traditionnels.

L'Office est d'accord que la meilleure solution de rechange aux marchés traditionnels réside dans les pays en bordure du Pacifique. Wood River ne semble pas un débouché très prometteur pour le pétrole brut lourd canadien, compte tenu des problèmes logistiques que pose son accessibilité.

Bien que des intervenants aient indiqué, à l'aide d'estimations, que les marchés traditionnels absorberaient l'approvisionnement disponible en 1990, l'Office est d'avis qu'il y aura sûrement une quantité suffisante de pétrole brut lourd à expédier par le réseau Trans Mountain pour justifier les installations supplémentaires proposées.

Au chapitre de la demande probable de pétrole brut lourd, l'Office constate qu'une très grande quantité de pétrole brut lourd est expédiée en Extrême-orient, par Trans Mountain, et qu'il aurait sûrement été possible d'en expédier plus encore si les expéditeurs de pétrole brut lourd n'avaient pas volontairement réduit leurs engagements d'achat en raison de la restriction de la capacité.

En conclusion, l'Office est convaincu que les prévisions de débit fournies par Trans Mountain, à l'appui de l'agrandissement de l'étape 1, sont raisonnables.

# Chapitre 4

## Les installations de l'étape 1

---

### 4.1 Conception et coût

Trans Mountain a proposé de faire passer sa capacité de transport de pétrole brut lourd de sa moyenne actuelle de 1 700 m<sup>3</sup>/j à une capacité ferme de 6 000 m<sup>3</sup>/j en l'an 1990. En termes de prévisions de débit, la capacité totale maximale du réseau serait d'environ 27 000 m<sup>3</sup>/j au départ d'Edmonton.

Les installations proposées de l'étape 1 sont illustrées sur la carte de la page suivante. Il s'agit de pompes et de moteurs supplémentaires pour les sept stations de pompage actuelles et de deux nouvelles stations de pompage de 3 360 kW à Niton, en Alberta, et à Albreda, en C.-B. Deux nouveaux réservoirs de stockage de 31 700 mètres cubes seraient construits à Edmonton et trois nouveaux réservoirs de 23 700 mètres cubes munis de systèmes de récupération des vapeurs seraient ajoutés au terminal de Burnaby de Trans Mountain. Comme il est indiqué au tableau 4.1, le coût en capital de ces installations a été évalué à 56,9 millions de dollars.

**Tableau 4-1**  
**Coût des installations de l'étape 1**

Additions aux sept stations de pompage en place	12 465 200 \$
Deux nouvelles stations de pompage	11 725 600 \$
Capacité de stockage supplémentaire à Edmonton et à Burnaby	28 263 600 \$
Installations de terminal diverses	<u>4 448 100 \$</u>
	<b>56 902 500 \$</b>

Pour Trans Mountain, l'insuffisance de la capacité de stockage à Burnaby est le principal obstacle à l'augmentation des expéditions de pétrole brut lourd par le réseau actuel. La construction de trois nouveaux réservoirs à cet endroit permettrait d'atténuer certains problèmes opérationnels comme le mélange des pétroles bruts lourd et léger au fond des réservoirs, l'établissement des calendriers de livraison de pétrole brut léger aux raffineries de la région de Vancouver et la dépendance face aux arrivées, à Westridge, des pétroliers servant au transport du pétrole brut lourd. Les nouveaux réservoirs seraient couverts d'un toit bombé d'aluminium et munis de systèmes de récupération des vapeurs pour atténuer, le plus possible, les odeurs dégagées par les pétroles bruts acides.

Il serait aussi nécessaire d'augmenter la capacité de stockage à Edmonton pour réduire au minimum les tendances à la formation de mélange au fond des réservoirs et permettre la planification adéquate et la poursuite des réparations de plusieurs réservoirs actuels. Les additions aux stations de pompage de la canalisation principale sont nécessaires pour le transport de quantités plus grandes prévues et pour assurer une puissance auxiliaire raisonnable à des endroits clés. Trans Mountain a indiqué que l'unité supplémentaire située à Jasper pourrait bien être alimentée à l'électricité plutôt qu'au diesel comme cela avait été prévu au début.

À l'exception des lignes aériennes, toutes les parties intéressées qui représentaient les usagers du réseau de Trans Mountain étaient généralement favorables à la construction des installations de l'étape

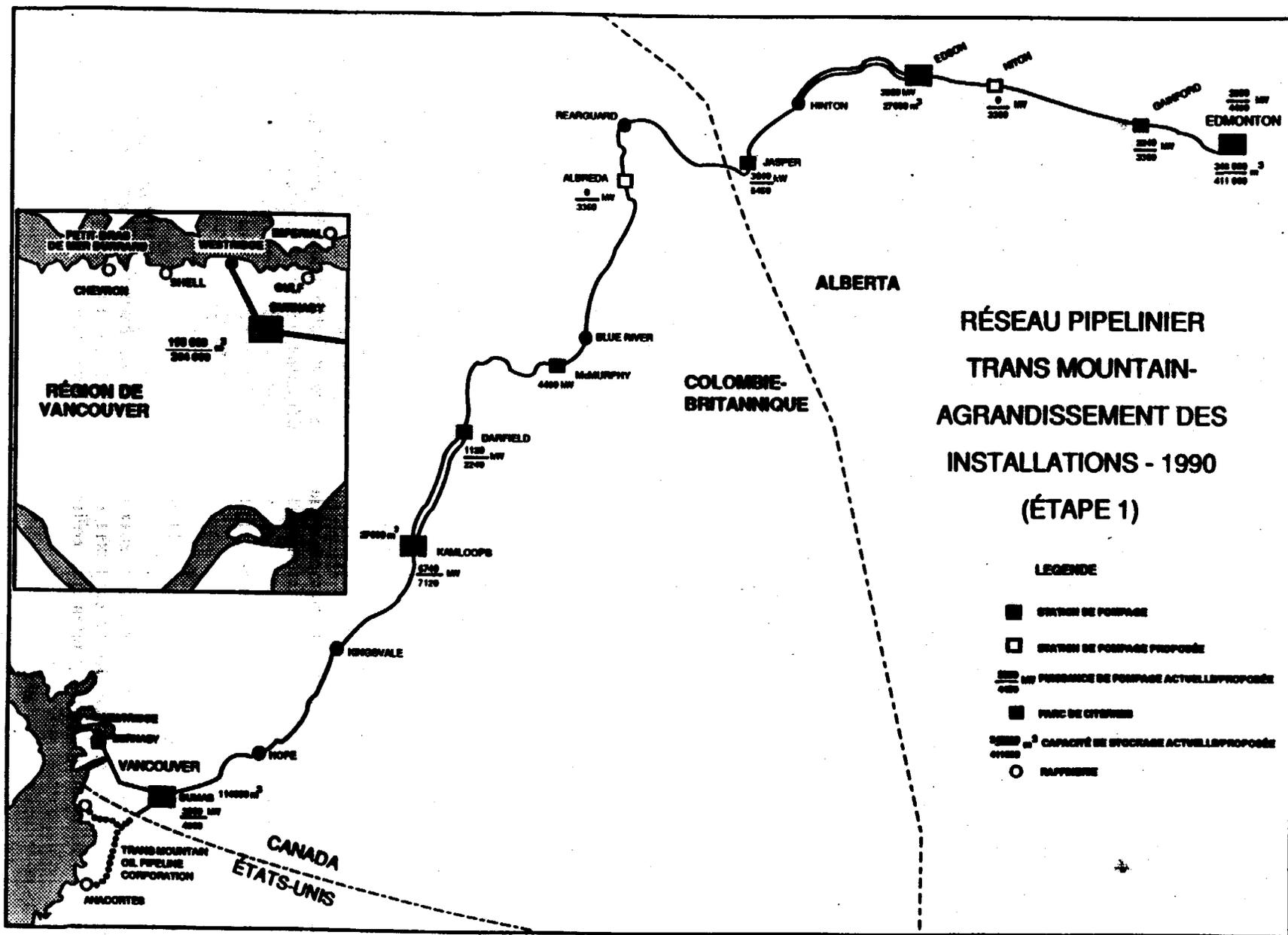
1. Plusieurs parties qui représentaient les résidents de Burnaby étaient fortement opposées à la mise en place de trois réservoirs supplémentaires au terminal de Burnaby (voir les sections 4.2 et 4.3).

### **Décision**

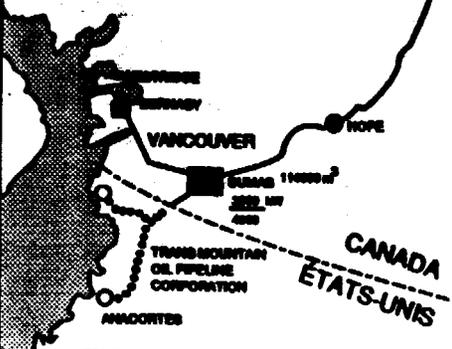
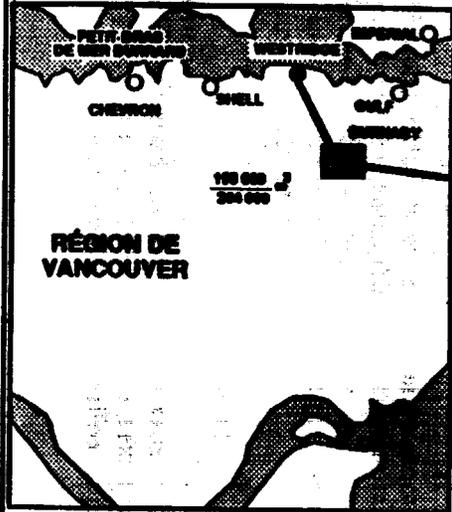
**L'Office est convaincu de la nécessité de mettre en place les installations proposées de l'étape 1 afin d'accroître la capacité du réseau pour le transport des volumes prévus en 1990. De plus, il estime que les installations permettront le traitement et la planification efficaces des livraisons au terminal de Westridge et aux raffineries de la région de Vancouver. Les coûts estimatifs de ces installations sont compatibles avec les coûts d'installations semblables ajoutées récemment au réseau.**

**L'Office exige qu'avant d'entreprendre les travaux de construction, le demandeur fournisse une estimation détaillée des coûts et un calendrier de construction fondés sur la conception finale, et présente une demande pour toute modification apportée à la conception, telle qu'elle apparaît dans la demande originale. Pendant la construction, Trans Mountain devra soumettre, chaque mois, des rapports sur les coûts de construction et six l'évolution des travaux.**

**Figure 4-1**  
**Reseau Pipelinier Trans Mountain-grandissement**  
**Des Installations - 1990**



**RÉSEAU PIPELINIER  
TRANS MOUNTAIN-  
AGRANDISSEMENT DES  
INSTALLATIONS - 1990  
(ÉTAPE 1)**



## 4.2 Structure antiséismique des réservoirs de stockage

Le North Burnaby Group, de même que la Corporation of the District of Burnaby (le District) se sont interrogés sur le caractère adéquat de la conception des réservoirs de stockage de Trans Mountain, compte tenu des possibilités d'activité sismique dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique.

Un intervenant, M. Boyce, a abordé plusieurs questions, notamment la capacité qu'ont les digues de sécurité existantes et les digues proposées d'empêcher des déversements importants de pétrole causés par la rupture de réservoirs et de demeurer intacts pendant les répliques sismiques. Selon lui, les fondations des réservoirs devaient être conçues de façon spéciale, étant donné la structure géologique de la région, si l'on considère le sous-sol rocheux, les sols et une ligne de faille située à 1,3 km du terminal. M. Boyce s'est demandé si les installations auxiliaires comme les conduites, les valves, les pompes et le matériel de lutte contre les incendies fonctionneraient après un séisme important. À ce sujet, le North Burnaby Group a signalé qu'aucun plan d'urgence d'ensemble n'avait été avancé.

D'après M. Boyce, les conditions spéciales de la région requièrent la réalisation d'une analyse du site pour la conception des réservoirs, fondations, digues de sécurité et installations connexes et l'adoption de mesures plus strictes que celles exigées par la norme applicable, soit l'American Petroleum Institute Standard 650 *Welded Steel Tanks for Oil Storage* (API 650). M. Boyce s'est inquiété aussi du manque de continuité qui pourrait exister au niveau des diverses normes individuelles une fois appliquées à l'ensemble des installations à Burnaby, et de l'expérience sur laquelle pouvaient compter le demandeur et ses experts-conseils en matière de conception antiséismique.

M. Boyce a recommandé la tenue d'inspections périodiques indépendantes au terminal de Burnaby et la création d'un comité chargé de l'examen de la conception des installations pour l'étude des futurs travaux d'agrandissement à Burnaby.

Face à ces préoccupations, la société Trans Mountain a déclaré qu'elle se conformera à l'édition la plus récente de l'API 650, norme acceptée dans le monde entier. Elle a retenu les services d'un témoin spécialisé des Chicago Bridge and Iron (CBI) Industries, chef de file reconnu dans la construction des réservoirs de stockage, pour l'étude de la résistance des enveloppes des réservoirs actuels et proposés en cas d'activité sismique. Le témoin a affirmé qu'en raison de leur faible rapport hauteur/diamètre, ces réservoirs ne se briseraient pas, même lors d'un séisme intense. Il a souligné que des réservoirs semblables avaient résisté à de graves séismes au Japon et en Alaska.

Le demandeur a déclaré que la capacité porteuse du site et la conception des fondations donneront aux réservoirs une résistance plus qu'adéquate aux séismes. Par ailleurs, le site sera étudié afin de garantir la stabilité des fondations dans des conditions tant statiques que dynamiques.

Il n'existe pas de normes précises sur la conception géotechnique des digues de sécurité. Malgré cela, Trans Mountain croit qu'avec son expérience et l'utilisation de méthodes de conception adéquates, elle pourra mettre en place un système de digues fiable. Les faibles niveaux de pression maintenus au terminal constituent également un facteur de sécurité relativement élevé pour les conduites et les éléments en cas de séisme.

Au sujet de la structure géologique globale de la région de Burnaby, Trans Mountain a déclaré que la faille située à proximité ne constituerait un problème grave que si elle était située directement sous le terminal. La société soutient que le site est adéquat pour l'installation de nouveaux réservoirs.

Trans Mountain possède actuellement un manuel de planification d'urgence qui contient les procédures à suivre en cas d'urgence, à Burnaby et aux autres endroits de son réseau. Une version à jour de ce plan sera prête à l'automne 1988.

### **Décision**

**L'Office est convaincu que les engagements pris par Trans Mountain, y compris celui de se conformer à la norme API 650 la plus récente, permettront l'exploitation sûre et fiable du parc de réservoirs de Burnaby. Bien que l'Office ne soit pas persuadé de la nécessité d'examiner plus en profondeur la conception antiséismique des réservoirs en question, il assortira son autorisation d'une condition obligeant Trans Mountain à soumettre, avant le début de la construction, les plans et les caractéristiques finals des réservoirs et des digues de sécurité de même que les calculs montrant que la conception des réservoirs est conforme aux critères antiséismiques de la norme API 650.**

**Trans Mountain sera aussi tenue de soumettre un manuel à jour de planification d'urgence à l'Office, au plus tard le 31 octobre 1988. Ce manuel devrait comprendre les plans et procédures prévus par la société en cas d'incidents importants, notamment les séismes, au terminal de Burnaby. Lorsqu'il aura reçu le manuel, l'Office mettra sur pied une procédure qui permettra aux intervenants de commenter le document.**

**Beaucoup de témoignages ont été entendus au sujet des dix réservoirs actuels à Burnaby. Même si l'état de ces réservoirs n'est pas une question qui se rapporte directement au projet de mise en place des nouveaux réservoirs, l'Office note que la preuve présentée pendant l'audience et les antécédents opérationnels du terminal ne témoignent d'aucun défaut structural. À cet égard, le personnel de l'Office continuera de suivre de près les programmes d'inspection et d'entretien et les dossiers connexes de Trans Mountain, et d'inspecter périodiquement ses installations.**

## **4.3 Sécurité-incendie**

Des intervenants se sont inquiétés des risques que pourraient présenter les réservoirs à toit bombé proposés, étant donné la concentration de gaz volatils entre le toit intérieur flottant et le dôme géodésique. La société Trans Mountain a expliqué que les nouveaux réservoirs seraient plus

sécuritaires puisqu'ils seraient dotés de systèmes de collecte des vapeurs et que leur toit bombé les protégerait contre les incendies causés par la foudre.

L'efficacité des systèmes de lutte contre l'incendie de Trans Mountain a aussi été mise en doute et ce, surtout par la Burnaby Citizens' Association (BCA). Celle-ci a fait état des difficultés qu'avait posées le manque de souplesse d'un système de ce genre lors de l'incendie d'un réservoir de pétrole à Nanaimo (C.-B.) en 1977. Trans Mountain a déclaré que l'équipement de lutte contre l'incendie qu'elle possède à Burnaby se compose d'un système fixe de distribution, pour la bordure du réservoir, qui est alimenté par un camion-citerne de production de mousse. Ce véhicule permet d'éteindre des incendies partout dans la zone du terminal. Grâce à sa participation à une coopérative d'aide mutuelle créée pour l'industrie pétrolière de la région, Trans Mountain a accès à onze autres véhicules équipés pour combattre les incendies de pétrole.

La BCA a aussi mis en doute la fiabilité du système de sécurité à Burnaby, en rappelant que c'est un incendiaire qui avait allumé l'incendie de Nanaimo. Trans Mountain a déclaré qu'une clôture périphérique, un éclairage adéquat et la présence d'un garde en tout temps procurent un niveau de sécurité raisonnable.

### **Décision**

**L'Office est convaincu que les réservoirs à toit bombé ne sont pas moins sécuritaires que les actuels réservoirs à toit flottant. La société Trans Mountain a prouvé qu'elle a pris toutes les mesures raisonnables pour s'assurer qu'elle avait les moyens adéquats de lutte contre les incendies. L'Office continuera de suivre les activités de la société à Burnaby en inspectant périodiquement les lieux et étudiant son manuel de planification en cas d'urgence.**

# Chapitre 5

## Questions environnementales

---

Les sous-sections suivantes traitent des questions environnementales soulevées dans la preuve produite aux audiences de Vancouver et de Burnaby. Les questions environnementales traitées par les parties intéressées ne se rapportaient qu'aux installations de Trans Mountain à Burnaby.

### 5.1 Contrôle et surveillance des émissions malodorantes au terminal de Burnaby

Des intervenants craignaient que l'augmentation des volumes de pétrole brut expédiés par Burnaby n'augmentent inévitablement les risques d'émissions malodorantes. De plus, ils estimaient que les pétroles bruts les plus malodorants devraient être stockés seulement dans des réservoirs munis d'installations de traitement des vapeurs.

Trans Mountain a déclaré qu'elle comptait absolument stocker les pétroles bruts les plus malodorants dans des réservoirs munis de systèmes de traitement des vapeurs et qu'elle ne dérogerait à cette règle que dans des circonstances particulières. Avec la méthode proposée de stockage et l'efficacité prévue des épurateurs de vapeurs, les travaux d'agrandissement devraient, selon Trans Mountain, créer un environnement plus propre et réduire, en général, les émissions malodorantes. Toujours d'après la société, les épurateurs proposés devraient permettre de supprimer au moins 95 % et jusqu'à 99 % de la totalité de l'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S).

Trans Mountain a indiqué qu'elle utilise un indice d'intensité des odeurs, mis au point par la firme d'experts-conseils B.C. Research, pour classer les pétroles bruts d'après leur potentiel odorant. Elle a déclaré, en outre, que tous les pétroles bruts transportés par son réseau seront analysés en laboratoire afin de déterminer leur potentiel odorant.

L'agrandissement augmentera le volume total de pétrole brut à expédier, mais pas les volumes de pétrole malodorant. En fait, la société prévoit une diminution générale de la quantité totale de pétrole malodorant transporté. En général, elle a constaté que le pétrole brut lourd a un potentiel odorant relativement faible par rapport au pétrole brut léger. Dans son projet d'agrandissement, le pétrole brut lourd est censé remplacer le pétrole brut léger plus malodorant. Par suite de ce remplacement, selon la société, les nouveaux réservoirs auront une capacité de stockage amplement suffisante pour les pétroles bruts malodorants.

La Corporation of the District of Burnaby a demandé à l'Office d'élaborer des exigences spéciales pour protéger les collectivités locales contre les émissions malodorantes liées aux pétroles bruts acides entreposés dans des réservoirs non munis d'équipement de traitement des vapeurs. Elle a demandé aussi qu'un programme de surveillance de l'air soit mis sur pied au parc de réservoirs de la société pour contrôler l'efficacité des épurateurs dès le début des opérations. Selon elle, le programme devrait surveiller le H<sub>2</sub>S et les mercaptans.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Les mercaptans sont des composants organosulfurés qui sont des dérivés de l'hydrogène sulfuré et sont présents dans certains pétroles bruts.

Le Greater Vancouver Régional District (GVRD) était d'accord avec les méthodes de contrôle et de surveillance des odeurs proposées par Trans Mountain. D'après le District, le matériel proposé pouvait contrôler les émissions malodorantes.

Trans Mountain a déclaré avoir accepté, conformément aux directives de l'Office, la proposition du District voulant qu'elle fournisse des fonds pour un programme de surveillance de l'air par une tierce partie. De plus, elle a indiqué avoir signé un protocole d'entente avec le GVRD, concernant un échange complet d'information en vue de faciliter le contrôle des émissions dans l'air et dans les effluents aux terminaux de Burnaby et de Westridge.

## **Décision**

**L'Office est convaincu que le stockage des pétroles les plus malodorants dans les trois nouveaux réservoirs munis de systèmes de traitement des vapeurs sera un pas fait dans la voie de la réduction des émissions malodorantes. Il exigera donc que Trans Mountain exploite ses réservoirs à cette fin, comme il est établi à la condition 8 de l'ordonnance XO-1-88 (voir l'annexe I).**

**L'Office accepte que le demandeur finance le programme de surveillance de l'air par une tierce partie et ordonne qu'il soumette les détails du programme conformément aux conditions 7(ii) et 9(i) de l'ordonnance XO-1-88. L'entente signée entre le demandeur et le GVRD au sujet d'un échange d'information est considéré comme un bon pas vers la résolution de la question courante des émissions malodorantes.**

## **5.2 Contrôle et surveillance des émissions d'hydrocarbures au terminal de Burnaby**

M. Wituschek, d'Environnement Canada, et M. Smith, du GVRD, ont indiqué que même si le gouvernement n'a pas fixé d'objectifs pour les taux d'hydrocarbures totaux dans l'air ambiant, l'application de certaines lignes directrices est recommandée pour la conception technique dans le but de réduire le plus possible les émissions d'hydrocarbures. Selon eux, il n'existe pas encore de techniques adéquates de détermination des taux d'hydrocarbures totaux et les réservoirs proposés ne constitueraient qu'une source relativement faible d'émissions d'hydrocarbures. Les gouvernements fédéral, provinciaux et régionaux étudient actuellement toute la question des émissions d'hydrocarbures dans la région du Greater Vancouver.

La société a affirmé qu'il serait techniquement possible d'ajouter un système de traitement des hydrocarbures aux épurateurs de vapeur proposés. Elle s'est d'ailleurs déclarée disposée à le faire, au besoin.

## **Décision**

**L'Office n'est pas convaincu qu'il devrait obliger Trans Mountain à se conformer à des lignes directrices plus rigides que celles qui sont fixées pour l'industrie, compte tenu du niveau relativement faible des émissions que dégagent des réservoirs comme ceux qui sont proposés. L'Office suivra de près la situation pour s'assurer que Trans Mountain se conforme aux exigences applicables au fur et à mesure, qu'elles seront élaborées.**

### 5.3 Accroissement du trafic maritime au terminal de Westridge

La demande indiquait que les travaux d'agrandissement proposés de l'étape 1 entraîneraient la circulation de 48 navires par année, à savoir 24 pétroliers et 24 chalands au terminal de Westridge.<sup>1</sup> Selon Trans Mountain, la Vancouver Port Corporation ne prévoyait pas de problèmes importants face à l'augmentation prévue du nombre de navires.

Des intervenants craignaient que l'augmentation du trafic maritime n'accroisse le risque de déversements de pétrole. Le North Burnaby Group se préoccupait aussi des effets néfastes que ce trafic pourrait avoir sur le milieu environnant, jugé unique et vulnérable et, plus particulièrement, sur la mise en valeur proposée du Barnet Beach Park. M. Sherwood, d'Environnement Canada, a affirmé que le risque d'un déversement important de pétrole demeurerait relativement faible même avec les niveaux de trafic prévus. Selon lui, il pourrait y avoir cependant davantage de déversements opérationnels par suite d'une plus grande activité de chargement des navires. Ces déversements opérationnels seraient peu importants et largement maîtrisables.

Trans Mountain a présenté des témoins de la Vancouver Port Corporation, de la Garde côtière canadienne et de Burrard Clean.<sup>2</sup> Les représentants de la Vancouver Port Corporation et de la Garde côtière ont donné des renseignements détaillés sur les plans d'urgence actuels et sur le Vessel Traffic Service qui régit la circulation des navires dans le port de Vancouver et ses environs. M. Green de Burrard Clean a donné des précisions sur les responsabilités de sa société et sur les services d'urgence qu'elle peut fournir en cas de déversements industriels de pétrole. Dans son témoignage, il a de plus indiqué que Trans Mountain était membre de la coopérative industrielle qui retenait les services de Burrard Clean.

#### Décision

**La réglementation du trafic maritime de la région de Vancouver ne relève pas de l'ONÉ. Dans leur témoignage, les autorités concernées ont indiqué que le Vessel Traffic Service et les installations portuaires de Vancouver sont capables d'accueillir les 48 navires en question par année. L'Office n'a pas reçu de preuves contraires et accepte les preuves présentées. L'agrandissement des installations n'accroît pas de façon significative le risque d'un déversement important. De plus, même si le petit nombre de déversements opérationnels légers risque d'augmenter, le demandeur, en collaboration avec Burrard Clean, est bien équipé pour maîtriser ces incidents.**

---

<sup>1</sup> Trans Mountain a fourni des données sur les niveaux de trafic maritime à Westridge, y compris le nombre total de pétroliers et de chalands qui ont utilisé le terminal depuis 1956 (Pièce B-6, p. 28-2). Ces dernières années, voici quel a été le trafic maritime à Westridge 16 navires en 1983, 7 en 1984, 6 en 1985, 13 en 1986 et 17 en 1987 (avant le 1<sup>er</sup> décembre).

<sup>2</sup> Burrard Clean est une société auquel les membres d'une coopérative industrielle font appel pour nettoyer les déversements à Burrard Inlet et dans la zone portuaire à l'extérieur du port de Vancouver.

## 5.4 Contrôle et surveillance des émissions malodorantes à Westridge

Nombre d'intervenants s'inquiétaient des odeurs que pouvait dégager l'exploitation du terminal de Westridge. M. Smith, témoin du GVRD appelé par le North Burnaby Group, a déclaré qu'il y avait de nombreuses sources d'émission dans la région de Westridge, en raison de la présence de plusieurs raffineries dans les environs.

Trans Mountain a proposé d'utiliser un épurateur de quai<sup>1</sup> pour la réduction des mauvaises odeurs susceptibles de se dégager. L'épurateur serait utilisé pour chaque chargement, dans la mesure où le navire serait adéquatement équipé et que le commandant du navire serait d'accord avec la démarche.

Des intervenants ont soutenu qu'un épurateur devait être utilisé à chaque chargement de pétrole, sans égard aux restrictions imposées par le commandant du navire.

Le demandeur a déclaré avoir entamé des discussions avec les opérateurs de chalands et de pétroliers afin que les navires qui se rendent au terminal de Westridge soient modernisés et puissent être raccordés à un épurateur de quai. Lors de récentes rencontres, Crowley Maritime, la société qui fournit les services de chaland à Westridge, a donné à Trans Mountain une certaine assurance que les chalands seraient modernisés.

En outre, Trans Mountain a décrit comment ses méthodes actuelles de chargement des chalands réduisaient au minimum les émissions malodorantes en diminuant le nombre total de réservoirs ouverts à un moment donné. La plupart des mauvaises odeurs étant dégagées vers la fin d'un chargement, des mesures sont prises pour ralentir la vitesse de chargement à ce moment, ce qui réduit l'intensité des vapeurs dégagées.

### Décision

**L'Office n'a pas le pouvoir d'ordonner que les navires qui arrivent à Westridge soient reliés à un épurateur de quai. Mais il considère comme une mesure positive les efforts que fait Trans Mountain pour faire moderniser les chalands en vue de leur raccordement à un épurateur de quai. L'Office encourage le demandeur à accélérer la mise en place de l'épurateur de quai et à poursuivre les discussions avec les opérateurs de navire, dans le but de mettre au point une méthode normalisée pour les navires utilisateurs. L'Office s'attend à ce que Trans Mountain continue d'utiliser ses méthodes actuelles de réduction des émissions malodorantes pendant le chargement des navires.**

---

<sup>1</sup> L'installation d'un épurateur a été approuvée par l'Office le 27 janvier 1988 en vertu de l'ordonnance XOM-1-88.

## **5.5 Contrôle des dégagements d'hydrocarbures par les navires au terminal de Westridge**

Pendant l'audience de Burnaby, le North Burnaby Group a soulevé la question des dégagements d'hydrocarbures par les navires à Westridge et d'autres préoccupations connexes des résidents des environs.

Trans Mountain a déclaré que les émissions d'échappement des navires, notamment les hydrocarbures, ne seraient un sujet de préoccupation que lorsque le navire se décharge et que les moteurs donnent de la puissance aux pompes du navire pour le déchargement. D'après elle, ces émissions ne constitueraient pas un problème, les navires ne faisant que recevoir du pétrole plutôt que d'en décharger. Lors du chargement, il n'est pas nécessaire d'utiliser la puissance des moteurs pour le pompage; les émissions seraient donc réduites au minimum.

### **Décision**

**La question des dégagements d'hydrocarbures par les navires à Westridge ne relève pas de l'Office. D'après la preuve présentée pendant l'audience, certains aspects de la question relèveraient de Transport Canada et Environnement Canada.**

## **5.6 Contrôle des émissions dans les effluents au terminal de Burnaby**

Certains s'inquiétaient de l'élimination des liquides de lavage utilisées pendant l'exploitation des épurateurs de vapeurs proposés au terminal de Burnaby. Trans Mountain a déposé une copie du protocole d'entente signé avec le GVRD, dans lequel elle accepte d'échanger de l'information sur les émissions dans l'air et les effluents.

Le District voulait, en particulier, que ses cours d'eau municipaux soient protégés contre tout dommage environnemental. Il a d'ailleurs indiqué que ses arrêtés municipaux ne permettaient que le déversement des eaux de pluies dans les cours d'eau de Burnaby.

Trans Mountain a prévu de se débarrasser de tous les liquides et boues de lavage conformément aux exigences provinciales. Les liquides de lavage usés seraient ou neutralisés sur les lieux à des fins de déversement dans l'égout pour les eaux vannes du Greater Vancouver Sewerage and Drainage District ou transportées à un lieu d'élimination approuvé par la province.

### **Décision**

**L'Office accepte l'engagement qu'a pris Trans Mountain de se débarrasser de tous les liquides de lavage conformément aux normes provinciales. L'échange d'information prévu avec le GVRD aidera à s'assurer de la justesse de cette proposition. L'Office ordonne au demandeur de soumettre ses procédures finales sur l'élimination des liquides de lavage conformément à la condition 7(i) de l'ordonnance XO-1-88.**

## **5.7 Contrôle de la qualité des eaux de surface au terminal de Burnaby**

Pendant la construction des trois nouveaux réservoirs à Burnaby, Trans Mountain analyserait toutes les eaux rejetées du site pour déterminer le niveau des solides en suspension qu'elles contiennent. Même s'il n'y a pas de limite provinciale maximale pour les solides en suspension, Trans Mountain a déclaré que des pièges sédimentaires seraient installés, au besoin, pour maintenir le niveau des solides en suspension bien au-dessous du niveau de la limite de 10 à 20 parties par million.

Des intervenants s'inquiétaient de la présence de ferrobactéries dans les eaux qui quittent le terminal de Burnaby. M. Wituschek, appelé comme témoin par le North Burnaby Group, a déclaré qu'en ce qui concerne la qualité de l'eau, les ferrobactéries ne posent qu'un problème esthétique relativement inoffensif.

Le demandeur a indiqué qu'il recherchait actuellement la source des bactéries et qu'il prendrait des mesures pour corriger le problème. L'agrandissement de l'étape 1 n'aggraverait pas la situation, les courants d'eau étant situés à distance du lieu d'emplacement proposé des nouveaux réservoirs.

### **Décision**

**L'Office accepte l'engagement pris par le demandeur d'utiliser des pièges à sédiments et ordonne par ailleurs que, durant la construction, il lui fasse rapport sur la concentration des solides en suspension dans les eaux rejetées du parc de réservoirs. Ce rapport devra contenir l'information mentionnée dans la condition 5 de l'ordonnance XO-1-88.**

**En ce qui concerne les ferrobactéries, l'Office encourage Trans Mountain à poursuivre ses recherches dans le but de localiser la source des bactéries et d'améliorer la qualité esthétique des cours d'eaux touchés.**

## **5.8 Contrôle du bruit**

D'après Trans Mountain, l'accroissement du niveau de bruit produit par les unités de pompage supplémentaires proposées, en Alberta et en Colombie-Britannique, n'aurait pas d'incidence importante sur l'environnement. De plus, dans certains cas, les bruits de fond attribuables à la circulation locale ou aux chemins de fer masqueraient le bruit accru des stations.

En dépit du fait qu'aucun appareil de pompage ne serait installé à Burnaby, le District s'inquiétait des bruits qui pourraient être entendus dans les environs du parc de réservoirs. Il a donc présenté une preuve au sujet de son règlement municipal sur le niveau de bruit pendant la construction et l'exploitation.

Pendant l'audience de Vancouver, Trans Mountain s'est déclarée disposée à réévaluer les niveaux de bruit prévus avec le District et à se conformer au règlement du District sur le niveau de bruit pendant la construction et l'exploitation.

En ce qui a trait au terminal de Burnaby, Trans Mountain ne prévoyait pas que le matériel d'épuration des vapeurs ferait beaucoup de bruit. Elle a quand même promis de surveiller le niveau de bruit pour s'assurer du respect du règlement du District sur le niveau de bruit.

### **Décision**

**Les estimations du niveau de bruit pendant l'exploitation dressées par Trans Mountain se situent dans des limites acceptables. L'Office ne prévoit donc pas d'effets sonores néfastes par suite de l'agrandissement proposé de l'étape 1. L'Office est satisfait de l'engagement qu'a pris Trans Mountain de se conformer aux exigences du règlement sur le niveau de bruit du District. Il lui ordonne donc de lui faire rapport sur le niveau de bruit au terminal de Burnaby conformément à la condition 9(ii) de l'ordonnance XO-1-88.**

## **5.9 Aspect esthétique du site au terminal de Burnaby**

Plusieurs intervenants s'inquiétaient de l'apparence des nouveaux réservoirs proposés. Des mémoires présentés par le North Burnaby Group et le député Barry Jones faisait état de leurs préoccupations face à la détérioration du paysage.

Le demandeur a accepté de collaborer avec le District pour réduire le plus possible les incidences visuelles des nouveaux réservoirs sur les zones résidentielles environnantes. Trans Mountain a fait savoir que les nouveaux réservoirs seraient peints en vert pour se confondre au paysage et que la hauteur des digues de retenue pourrait être haussée pour réduire la hauteur apparente des nouveaux réservoirs vus d'un niveau plus bas que le terminal. De plus, le demandeur a indiqué qu'il travaillerait avec le District pour trouver d'autres façons de camoufler les dômes géodésiques.

### **Décision**

**L'Office est d'avis que les mesures proposées destinées à réduire les incidences visuelles des trois nouveaux réservoirs contribueront à l'harmonisation du site avec l'environnement. Il espère que Trans Mountain poursuivre ses discussions avec le District au sujet de l'aspect esthétique du terminal de Burnaby.**

## **5.10 Planification d'urgence**

La demande affirmait que des mesures de protection environnementale seraient incorporées aux devis de construction de Trans Mountain et que les inspecteurs verraient à de la mise en oeuvre adéquate de ces mesures. Les devis de construction de Trans Mountain prévoieraient des mesures de confinement pour tout matériel de construction dangereux.

Trans Mountain a déclaré que des digues de sécurité seraient construites, au besoin, dans les zones en pente pour limiter tout déversement de pétrole sur les lieux de la station. Elle a ajouté qu'il était en

train de réviser ses plans d'urgence en conformité avec les exigences de l'Office. Elle compte les soumettre à l'Office en octobre 1988.

Trans Mountain a indiqué que ses plans révisés comprendraient des mesures d'urgence pour les terminaux de Burnaby et de Westridge. À des fins de sécurité et de protection de l'environnement, la société construirait autour des nouveaux réservoirs des digues de retenue, comme celles qui sont situées autour des réservoirs actuels, et ce, conformément aux normes du Code national d'incendie. Chaque digue aurait une capacité de retenue de 1.1 fois le volume du réservoir.

Trans Mountain a donné d'autres renseignements sur les mesures qu'elle utilise actuellement pour protéger l'environnement pendant les opérations de chargement à Westridge. Des barrières de rétention sont utilisées, par exemple, pour encercler les navires pendant le chargement et isoler la région en cas de déversement. Trans Mountain dispose aussi des services de Burrard Clean pour faire face à ces urgences.

Trans Mountain a également discuté de ses plans visant à mettre en place des bras de chargement fixes et rigides à Westridge pour accroître la sécurité des procédures de chargement. Elle a également donné des précisions sur ses mesures d'intervention d'urgence et décrit les programmes de formation de son personnel ainsi que le matériel qu'elle utilise actuellement pour réduire au minimum les déversements et maîtriser les incendies.

Des parties intéressées, en particulier le North Burnaby Group et M K.R. Boyce, estimaient que l'Office ne devrait pas approuver la demande sans avoir en main au préalable les plans d'intervention d'urgence à jour de Trans Mountain.

### **Décision**

**Les plans d'intervention d'urgence actuels de Trans Mountain comprennent des procédures de sécurité pour tout le réseau, y compris les terminaux de Burnaby et de Westridge. Ces plans sont conçus pour faire face aux urgences opérationnelles susceptibles de se produire aux installations de Trans Mountain. Les installations proposées ne changeront pas le type d'incident opérationnel qui risque de survenir et pour lequel des mesures sont déjà prévues dans les plans d'intervention d'urgence de la société. Par conséquent, bien que Trans Mountain ait promis de déposer des plans révisés en octobre 1988, l'Office est d'avis que ses plans actuels sont adéquats pour l'évaluation de l'agrandissement proposé. Comme il a été mentionné à la section 4.2, Trans Mountain devra déposer ses plans à jour au plus tard le 31 octobre 1988 et les parties intéressées auront la possibilité de les commenter.**

## **5.11 Nécessité d'une évaluation globale des incidences environnementales**

Lors de l'audience de Burnaby, des parties intéressées ont déclaré qu'il faudrait exiger la tenue d'une évaluation globale des incidences environnementales pour ce qui est de la proposition de Trans Mountain d'ajouter trois nouveaux réservoirs. Des témoins d'Environnement Canada ont indiqué que, bien qu'il y ait plusieurs autres processus d'examen en place, comme le Processus d'évaluation et

d'examen en matière d'environnement (PEEE) et le Code of Recommended Standards for the Prevention of Pollution in Marine Terminal Systems (TERMPOL), ces processus ne s'appliquent pas à la demande actuelle de Trans Mountain auprès de l'Office.

### **Décision**

**Le demandeur s'est conformé aux exigences de l'article 49 de la Loi sur l'ONÉ, y compris aux paragraphes applicables de la partie VI (renseignements environnementaux) de l'annexe des Règles de pratique et de procédure. La demande comporte tous les renseignements dont l'Office a besoin pour évaluer les incidences environnementales du projet. Il n'a donc pas besoin d'autres renseignements environnementaux de la part de Trans Mountain.**

## **5.12 Nécessité d'envisager d'autres études**

Des intervenants ont fait connaître leurs préoccupations face aux risques sanitaires que peut poser la proposition de Trans Mountain. Pour eux, il est absolument nécessaire de prendre connaissance des résultats des études en cours comme l'enquête des trois paliers de gouvernement sur le transport des matières dangereuses et l'étude fédérale-provinciale-régionale sur les émissions d'hydrocarbures et les niveaux d'ozone dans la région métropolitaine de Vancouver. Ils ont mentionné d'autres études, notamment les études effectuées par la U.S. Coast Guard sur le contrôle des émissions dans les terminaux de chargement maritimes et les travaux de recherche du Département de la santé de Burnaby, effectués par le D<sup>r</sup> Clyde Hertzman de l'Université de la Colombie-Britannique, sur l'effet des émissions d'hydrocarbures sur la santé.

### **Décision**

**L'Office n'est pas convaincu que les études en cours qui ont été mentionnées sont essentielles pour l'examen de la demande de Trans Mountain. Les développements suscités par ces études seront suivis pour assurer le respect des normes les plus récentes.**

## **5.13 Planification à long terme et participation communautaire**

La question de la planification du développement a aussi été soulevée. Le North Burnaby Group a déclaré que les installations de Trans Mountain risquaient de nuire au développement de domaines résidentiels avoisinants, du Barnet Beach Park et à la mise en place d'un éventuel service de navette ferroviaire. Plusieurs groupes et particuliers ont demandé que Trans Mountain présente un plan de développement à long terme et que ses installations à Burnaby soient graduellement éliminées et déplacées.

Des parties intéressées ont demandé qu'il y ait une plus grande communication entre Trans Mountain et la collectivité. Le Burnaby Citizens' Association, par exemple, a affirmé que Trans Mountain n'avait pas consulté suffisamment le public avant de déposer sa demande.

## Décision

**La question de la planification du développement à long terme n'a pas été examinée en profondeur dans le cas des nouvelles installations proposées à Burnaby. L'Office s'attend toutefois à ce que Trans Mountain informe le District de Burnaby de tout projet qui pourra avoir des répercussions sur les collectivités locales. Pour ce qui est de la participation de la collectivité, l'Office prend note des dernières initiatives de la société en ce sens. Elle a construit, par exemple, le nouveau bureau de son terminal à Burnaby à l'extérieur de la clôture de sécurité pour qu'il soit plus accessible. L'Office encourage Trans Mountain à tenir les collectivités locales au courant de toute activité susceptible d'affecter les résidents.**

### 5.14 Clarification du mandat de l'Office

Plusieurs participants à l'audience se sont dits frustrés de ne pas savoir de quel organisme gouvernemental relevaient les problèmes de pollution de l'air et de l'eau dans la région de North Burnaby. Ils ont demandé à l'Office de clarifier son mandat en ce qui concerne la réglementation des émissions dégagées par les installations de Trans Mountain à North Burnaby.

En vertu de la Loi sur l'ONÉ, l'Office réglemente la construction et l'exploitation des installations pipelinières interprovinciales et internationales. Lorsqu'il étudie une demande présentée en vue de la construction et de l'exploitation d'installations, l'Office doit tenir compte de l'intérêt public avant de l'accepter ou de la rejeter. Il doit donc étudier les éventuelles répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation des installations proposées. Les Règles de pratique et de procédure de l'Office décrivent l'information qui doit être déposée à l'appui de la demande. Cette information comprend les renseignements qui doivent lui permettre de traiter les questions environnementales. Lorsqu'il accorde une autorisation, l'Office peut imposer des conditions pour assurer que certaines normes ou pratiques seront suivies pendant la construction et l'exploitation et réduire au minimum les effets nocifs sur l'environnement. De plus, l'Office peut, avec l'approbation du gouverneur en conseil, établir des règlements généraux qui assurent la protection de l'environnement et la sécurité du public et auxquels toutes les sociétés pipelinières doivent se conformer.

Dans le cas qui nous intéresse, l'Office a les pouvoirs de s'occuper de la pollution de l'air et de l'eau dans la mesure où elle se rapporte à la construction et à l'exploitation des installations pipelinières interprovinciales de Trans Mountain.

D'autres organismes gouvernementaux assument diverses responsabilités en ce qui concerne la surveillance de la qualité de l'air et de l'eau dans la région de North Burnaby et la réglementation des émissions afférentes. C'est le cas, par exemple, d'Environnement Canada, de la Garde côtière canadienne, du ministère de l'Environnement et des Parcs de la C.-B., du GVRD, de la Corporation of the District of Burnaby et de la Vancouver Port Corporation. Certains d'entre eux assument des responsabilités plus générales tandis que d'autres ont des pouvoirs plus restreints sur une ou plusieurs questions. À l'instar de l'Office, leurs responsabilités sont déterminées par leur mandat législatif. Même si l'Office exerce ses pouvoirs de façon indépendante, il tient compte des normes et lignes directrices d'autres organismes, et il maintient un dialogue avec eux afin d'être tenu au courant de

toute modification apportée à leurs normes ou lignes directrices, ou à la façon dont ils remplissent leur mandat.

# Chapitre 6

## Questions économiques

---

### 6.1 Retombées économiques

Trans Mountain a présenté une étude des coûts-avantages sociaux de l'agrandissement proposé de l'étape 1. En vertu des hypothèses du scénario de base, il a été estimé que le projet rapporterait des bénéfices nets de 405 millions de dollars (dollars de 1987 actualisés à un taux réel de 8 %).

Le demandeur a aussi soumis une analyse de sensibilité du projet de l'étape 1 en supposant des réductions de 5, 10 et 15 % des volumes de débit supplémentaires du pétrole brut lourd. Il ressort de l'analyse que, même si les volumes d'exportation se révélaient être de 15 % inférieurs aux volumes supposés dans le scénario de base, le projet rapporterait des bénéfices nets de 315 millions de dollars.

Aucun intervenant n'a soutenu que le projet n'aurait pas de retombées économiques pour le Canada. Aucun, non plus, n'a présenté de preuve dans ce sens. Certains ont toutefois déclaré que l'analyse n'avait pas pris en considération les coûts d'un effet négatif possible sur l'environnement.

#### **Décision**

**L'Office a étudié l'analyse des coûts-avantages soumise par le demandeur. Conscient qu'elle est obligatoirement fondée sur un grand nombre d'hypothèses et de prévisions à long terme, il sait que les retombées économiques du projet peuvent différer beaucoup de celles prévues par le demandeur.**

**Néanmoins, à la lumière des bénéfices nets projetés, l'Office est convaincu que, même si les conditions sont beaucoup moins favorables que prévues, l'agrandissement de l'étape 1 aura encore des retombées économiques importantes pour le Canada.**

**L'Office constate que Trans Mountain n'a pas tenu compte des coûts environnementaux dans son analyse des coûts-avantages. Bien qu'une analyse de ce genre devrait prendre en considération tous les coûts environnementaux, leur quantification serait, dans le cas qui nous intéresse, extrêmement difficile. Cependant, en vertu d'hypothèses raisonnables, les coûts environnementaux seraient faibles par rapport aux bénéfices nets calculés.**

## 6.2 Incidences socio-économiques

Trans Mountain a soumis une étude qui évaluait les incidences qu'aurait l'agrandissement proposé des installations sur l'économie et l'emploi dans le District de Burnaby et le Greater Vancouver Regional District. L'étude a conclu que le projet d'agrandissement de Trans Mountain injecterait environ 16 millions de dollars (dollars de 1987 actualisés à un taux réel de 8 %) dans l'économie locale.

Toujours d'après l'étude, le projet créerait directement 70 années-hommes d'emploi local pendant la phase de construction et 12 années-hommes pendant les 21 années de durée du projet. De plus, le projet devrait créer indirectement 13 années-hommes d'emploi.

Ces estimations à l'appui, le demandeur a affirmé que la région de Burnaby-Vancouver bénéficierait du projet.

Deux intervenants, Irene M. Gordon et Lawrence A. Boland, ont déclaré "peu fiable" l'étude sur les incidences économiques locales. Ils ont soutenu qu'elle était fondée sur des hypothèses incomplètes ou arbitraires et qu'elle ne tenait aucun compte des effets néfastes possibles sur les résidents.

### Décision

**Pour évaluer si un projet est souhaitable, sur le plan économique, l'Office se fonde généralement sur une analyse des coûts-avantages plutôt que sur une analyse des incidences économiques. La première, en effet, s'attache à quantifier si le projet débouchera sur une utilisation efficace des ressources et sera d'ans l'intérêt économique du pays. La seconde, par contre, ne mesure pas l'efficacité et ne fait que montrer comment un apport de fonds générera une activité économique. Dans un tel type d'analyse, toutes les dépenses relatives au capital et à la main-d'oeuvre apparaissent comme des "bénéfices" alors qu'elles devraient plutôt être considérées comme des coûts économiques,**

**En dépit de cela, si un projet peut fortement affecter une collectivité, l'Office peut accorder un certain poids aux résultats d'une étude sur les incidences économiques locales. Ce n'est pas le cas pour la demande de Trans Mountain. L'Office reconnaît que l'évaluation des incidences économiques réalisée par Trans Mountain a les défauts que lui attribuaient les intervenants qui interrogaient le témoin de Trans Mountain. L'Office juge cependant que ces défauts ne sont pas critiques puisqu'il n'a pas accordé de poids à l'évaluation. Il s'est fié plutôt à l'analyse des coûts-avantages mentionnée dans la section 6.1 pour évaluer les incidences économiques du projet.**

# Chapitre 7

## Financement

---

Dans sa demande, Trans Mountain a indiqué qu'elle prévoyait financer la construction des installations supplémentaires par l'utilisation de fonds autogénérés et au moyen d'un financement bancaire provisoire qui serait remplacé par une dette à long terme. À l'appui de sa position, la société a soumis des copies de lettres de la Banque canadienne impériale et de Gordon Capital.

Pendant l'audience, un témoin de Trans Mountain a déclaré que la société pourrait obtenir le financement désiré à condition que l'Office approuve la construction des installations ainsi qu'un taux de rendement raisonnable pour le capital investi.

Les intervenants n'ont pas contesté la position de la société à cet égard.

### **Décision**

**L'Office croit que la société Trans Mountain pourra obtenir le financement nécessaire pour les installations envisagées et que la méthode proposée de financement du projet est raisonnable.**

## **Chapitre 8**

# **Décision relative aux installations de**

---

**L'Office croit que les installations proposées de l'étape 1 sont nécessaires et adéquates pour le transport des volumes prévus en 1990. Il est convaincu qu'elles peuvent être construites et exploitées de façon sûre et avec le moins possible de répercussions néfastes pour l'environnement.**

**L'Office conclut donc que l'agrandissement proposé de l'étape 1 serait dans l'intérêt public. L'ordonnance XO-1-88, présentée à l'annexe I des présents Motifs, autorise Trans Mountain à construire les installations de l'étape 1. Cette ordonnance sera assujettie aux conditions qu'elle renferme.**

# Chapitre 9

## Conception des droits

---

### 9.1 Introduction

La méthode approuvée de conception des droits de Trans Mountain comprend trois éléments: des droits fondamentaux applicables au transport du pétrole brut léger (droits fondamentaux); des frais spéciaux applicables au transport de certains hydrocarbures et à l'installation de collecte d'Edson; et des frais supplémentaires applicables aux expéditions de pétrole brut lourd. Les droits fondamentaux, établis en fonction du volume et de la distance, sont calculés d'après le total des coûts de service des installations de réception, de transport et de livraison.

Les frais spéciaux applicables au transport de produits pétroliers raffinés et du produit spécial de Shell correspondent à des frais mensuels fixes, tandis que les droits relatifs à l'installation de collecte d'Edson sont établis en fonction du volume. Les frais supplémentaires applicables au transport du pétrole brut lourd correspondent actuellement à 15 % des droits fondamentaux; ils sont exigés dans le but de couvrir les coûts accrus d'exploitation et les effets d'une réduction de la capacité.

Dans sa demande, Trans Mountain a proposé que les frais supplémentaires applicables au transport du pétrole brut lourd soient révisés à 21 % dès la mise en service des installations de l'étape 1. Ce pourcentage serait ventilé de la façon suivante: 15 % en frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance et 6 % en frais supplémentaires liés à la capacité. Trans Mountain n'a pas demandé que des frais supplémentaires ou des crédits liés au combustible, à la puissance ou à la capacité soient appliqués au transport de produits raffinés et semi-raffinés.

Au cours de l'audience, l'Office devait étudier les questions relatives aux droits suivantes:

- i) la pertinence de l'intégration des coûts en capital et d'exploitation des installations des étapes 1 et 2 visées par la demande et des installations spéciales actuelles dans la base des taux du service de transport de base et dans le coût du service utilisés pour établir les droits fondamentaux;
- ii) les méthodes pertinentes de calcul des frais supplémentaires applicables au transport du pétrole brut lourd, méthodes qui tiennent compte des coûts d'utilisation de la capacité et des coûts liés au combustible et à la puissance; et
- iii) la nécessité des crédits ou des frais supplémentaires applicables au transport de produits raffinés et semi-raffinés, ainsi que les méthodes appropriées de calcul de ces crédits ou frais pour tenir compte des coûts d'utilisation de la capacité et des coûts liés au combustible et à la puissance.

### 9.2 Installations visées par la demande

## 9.2.1 Traitement des droits applicables aux installations visées par la demande

Trans Mountain a demandé que les coûts liés à l'agrandissement de l'étape 1 visé par la demande soient intégrés dans la base des taux actuelle du service de transport de base et dans le coût du service.

Trans Mountain a indiqué qu'étant donné que le pipeline est ancien et, par conséquent, fortement amorti, il serait inapproprié d'adopter un traitement distinct pour les installations visées par la demande. La société a déclaré que l'adoption d'un traitement distinct fondé sur le fait de reconnaître aux expéditeurs une antériorité se traduirait par des frais élevés pour les nouveaux expéditeurs. Trans Mountain a produit une preuve indiquant que, si les droits exigés des expéditeurs de pétrole brut lourd, applicables aux installations de l'étape 1 visées par la demande, étaient établis à titre de droits supplémentaires ou distincts, il en résulterait l'application de frais supplémentaires de plus de 100 % exigés pour le transport du pétrole brut lourd au cours des premières années du projet d'agrandissement.

La preuve a également montré que l'intégration des coûts des installations dans l'ensemble des coûts liés au service de transport de base se traduirait par une augmentation des droits fondamentaux de moins de deux cents le mètre cube en 1990. Trans Mountain a prévu que les droits fondamentaux seraient de 7,56 \$ le mètre cube en 1990 si l'agrandissement de l'étape 1 est approuvé et si le débit prévu relativement au pétrole brut lourd se concrétise. Dans le cas où l'agrandissement n'est pas approuvé et que le débit du pétrole brut lourd se limite à 1 300 m<sup>3</sup>/j et celui du pétrole brut léger à 24 000 m<sup>3</sup>/j, Trans Mountain a prévu que des droits de 7,546 \$ le mètre cube seraient applicables relativement au transport du pétrole brut léger en 1990.

Selon la preuve, si l'agrandissement de l'étape 1 se réalisait mais qu'aucun volume supplémentaire de pétrole brut lourd n'était transporté par le réseau, les droits fondamentaux applicables au transport du pétrole brut léger seraient d'environ 9,50 \$ le mètre cube.

À l'exception des lignes aériennes, de l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada (ASPIC) et de Chevron, les intervenants ont déclaré qu'ils appuyaient sans réserve l'intégration des coûts des installations visées par la demande pour l'une ou plusieurs des raisons suivantes:

- i) les installations sont nécessaires pour transporter la totalité des débits prévus et ne sont pas expressément construites en vue d'assurer le transport d'un seul produit;
- ii) le niveau et la nature des installations correspondent au niveau et à la nature de celles nécessaires pour assurer le service de transport de base;
- iii) les installations seront utilisées par tous les expéditeurs et pourront servir à assurer aux expéditeurs le service de transport de tout produit;
- iv) tous les expéditeurs tirent avantage à ne pas être tenus de se conformer à un régime de répartition de l'espace pipelinier.

Même si l'ASPIC a reconnu que l'existence d'une capacité supplémentaire de mise en réservoir à Burnaby et à Edmonton conférerait à Trans Mountain une certaine souplesse de fonctionnement et serait avantageuse pour tous les expéditeurs, elle a conclu que le niveau et la nature de cette capacité additionnelle de stockage à Burnaby dépasseraient le niveau et la nature de la capacité de stockage

assurée dans le cadre du service de base offert aux expéditeurs actuels, ou seraient incompatibles avec ces niveau et nature. Selon l'ASPIC, la nécessité d'établir à Burnaby la capacité de mise en réservoir visée par la demande s'explique, en grande partie, par la forte réduction du nombre de livraisons assuré par les pétroliers. Elle a recommandé que le coût de la capacité de mise en réservoir soit intégré uniquement dans la mesure où le ratio entre les volumes provenant de cette mise en réservoir et les volumes de débit soit raisonnablement semblable pour tous les expéditeurs. À l'appui de sa position, l'ASPIC a fait remarquer que, bien que les volumes de pétrole destinés aux pétroliers représenteront 22 % livraisons faites à Burnaby, ces volumes utiliseraient 45 % de la capacité de stockage disponible.

Impériale n'a pas partagé les vues de l'ASPIC et a fait remarquer que l'utilisation des réservoirs de pétrole brut lourd à Edmonton est, en pourcentage, de beaucoup inférieure à sa part de débit. Elle a déclaré que la véritable question soulevée par l'ASPIC est de déterminer si Trans Mountain doit examiner l'utilisation relative de la capacité de stockage, pour chaque produit et expéditeur particulier, et établir des frais distincts en conséquence, Impériale a déclaré qu'un tel examen est inutile et indésirable.

Même si Chevron ne s'est pas opposée à l'intégration des coûts des installations de l'étape 1, elle a suggéré que l'approbation de l'agrandissement soit assortie de certaines modalités. La position de Chevron figure à la section 9.2.2.

### **Décision**

**L'Office est d'avis que les installations de l'étape 1 visées par la demande, y compris la capacité de mise en réservoir à Burnaby visée par la demande, sont du niveau et de la nature nécessaires pour assurer un service de transport de base. Par conséquent, l'Office ordonne que les coûts des installations de l'étape 1 visées par la demande soient intégrés dans la base des taux du service de transport de base et dans l'ensemble des coûts.**

## **9.2.2 Garanties financières relatives aux coûts des nouvelles installations**

Au cours de l'audience, de nombreuses parties ont traité de la nécessité de prévoir une certaine forme de garanties financières ou d'ententes en matière de garantie qui imposeraient aux parties devant tirer avantage du projet d'agrandissement le fardeau du risque que les débits prévus ne se concrétisent pas.

Dans sa plaidoirie finale, Chevron a indiqué que l'Office doit établir à sa satisfaction, comme condition préalable à l'approbation de l'agrandissement:

- i) que les installations sont raisonnables, nécessaires et ne sont pas exagérées pour satisfaire aux fins légitimes du service public; ou
- ii) dans la mesure où ce n'est pas le cas, que des garanties appropriées existent pour assurer que les coûts des installations proposées qui ne sont ni raisonnables ni nécessaires ou sont jugés exagérés ne soient pas imputés aux clients captifs actuels de Trans Mountain.

Chevron a soutenu qu'à titre d'expéditeur de pétrole brut léger seulement, elle ne tirait pas profit du projet d'agrandissement de l'étape 1. Au contraire, l'incertitude créée au niveau des prévisions de débit du pétrole brut lourd la rend très susceptible de subir une forte augmentation des coûts de transport si les débits prévus ne se concrétisent pas et si les installations proposées ne sont pas utilisées. Chevron a fait valoir que l'Office devrait imposer des conditions faisant porter le poids de ce risque aux expéditeurs de pétrole brut lourd qui, à son avis, étaient les bénéficiaires de l'agrandissement. Elle a proposé que Trans Mountain soit tenue de passer des ententes en matière de débit ou des ententes équivalentes en matière de garantie avec les expéditeurs de pétrole brut lourd.

Dans leur plaidoirie finale, les lignes aériennes ont appuyé l'imposition, aux expéditeurs de pétrole brut lourd, d'une certaine forme de garantie comme condition d'approbation des installations de l'étape 1.

Le demandeur et plusieurs autres intervenants ont soutenu que la capacité accrue offerte suite à l'agrandissement procurerait des avantages à tous les expéditeurs puisque de ce fait, il ne serait plus nécessaire de répartir les volumes devant être transportés. À leur avis, il serait inopportun d'exiger que les expéditeurs de pétrole brut lourd ou Trans Mountain supportent le risque financier associé à des installations utilisées par tous les expéditeurs. L'Office devrait plutôt établir à sa satisfaction que les installations sont nécessaires avant de les approuver.

Chevron a soutenu que, si elle était placée devant l'obligation de se conformer, de façon permanente, à un régime de répartition de l'espace pipelinier, elle avait à sa disposition plusieurs autres solutions afin de protéger les besoins de son marché intérieur; elle pourrait notamment demander un statut prioritaire aux termes des dispositions du tarif de Trans Mountain ou l'accroissement de ses engagements jusqu'à ce qu'ils atteignent la limite de sa raffinerie. Chevron a également indiqué que, même si le réseau de Trans Mountain est agrandi, il était toujours possible que le régime de répartition soit rétabli dans le cas où les producteurs de pétrole brut lourd tentent d'exporter par le réseau de Trans Mountain davantage de volumes que ceux exigés à l'appui des installations de l'étape 1.

### **Décision**

**En vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit juger si l'agrandissement proposé est ou sera conforme aux impératifs de commodité et de nécessité publiques dans l'immédiat et dans l'avenir. Si l'Office était convaincu qu'une seule des installations visées par la demande était irraisonnable, inutile ou exagérée, il ne l'approuverait tout simplement pas. Il serait inopportun pour l'Office de fonder sa décision concernant ces installations en déterminant si un expéditeur tire avantage de cet agrandissement.**

**Il serait inhabituel d'exiger que Trans Mountain conclue des ententes en matière de débit ou obtienne d'autres garanties financières de la part des expéditeurs de pétrole brut lourd comme condition préalable à l'approbation de l'agrandissement d'une canalisation existante d'un réseau de transport. Compte tenu du fait que l'Office a jugé raisonnable le débit prévu et nécessaires les installations proposées en vue d'assurer transport de la totalité des volumes prévus, l'Office a conclu qu'il serait inapproprié d'imposer une telle condition.**

### **9.3 Traitement des droits applicables aux installations spéciales**

Trans Mountain a demandé d'intégrer les coûts liés aux installations spéciales existantes, à l'exception des frais de chargement du pétrole brut au terminal de Westridge, dans la base des taux et dans le coût du service utilisés pour établir les droits fondamentaux.

Trans Mountain a soutenu que les frais spéciaux sont exigés pour les éléments essentiels du transport de base des produits pétroliers raffinés et semi-raffinés et que la manutention de ces produits nécessite des installations essentiellement identiques à celles utilisées pour la réception et la livraison du pétrole brut léger. La société a de plus souligné qu'il n'était plus justifié d'imposer des frais spéciaux additionnels, liés au service de transport de base, qui soient identiques à ceux exigés pour assurer le transport du pétrole brut léger.

Trans Mountain a indiqué que les frais exigés pour les installations spéciales ont pu être appropriés lorsqu'il s'agissait d'une canalisation servant principalement à transporter du pétrole brut léger et que l'on étudiait la possibilité de transporter des produits raffinés et semi-raffinés par le réseau. Toutefois, la société a fait remarquer qu'à l'heure actuelle, elle transporte régulièrement divers hydrocarbures et que les circonstances actuelles justifient la révision de la conception des droits applicables à l'ensemble du réseau afin d'assurer la mise en oeuvre uniforme des principes d'établissement des droits.

Trans Mountain se considère maintenant comme un transporteur public assurant le transport de divers hydrocarbures et, par conséquent, elle croit qu'elle se doit d'assurer le même service de transport de base aux expéditeurs de différents hydrocarbures.

Selon Trans Mountain, l'intégration proposée des frais spéciaux est non discriminatoire, solide du point de vue économique, établie en fonction des coûts dans la mesure du possible, juste, facile à administrer et prévisible.

La Compagnie des Pétroles Amoco Limitée (Amoco) a conclu que le fait de déterminer si une installation doit être désignée spéciale ou doit faire partie du service de transport de base est fonction, en partie, de la façon dont le réseau pipelinier s'est agrandi au fil des ans. Par exemple, Amoco a déclaré qu'il serait injuste d'assurer un service de livraison à un expéditeur dans le cadre du service de transport de base tout en exigeant des frais supplémentaires pour assurer le service de livraison à d'autres expéditeurs.

Selon Trans Mountain et Petro-Canada, le service de base assuré par le réseau de Trans Mountain devrait être défini d'après un concept fonctionnel pour tous les produits. Ces sociétés croyaient que le service de base devrait comprendre la réception, le transport et la livraison, y compris la mise en réservoir, puisque les installations chargées de ces fonctions forment des éléments essentiels du service de transport de base.

Petro-Canada a déclaré que l'application rigoureuse de la méthode voulant que l'utilisateur paie le service n'est pas conforme à la réalité du réseau de Trans Mountain, oléoduc transportant plusieurs types de produits, et ne tient pas suffisamment compte du concept de service de base.

Selon l'ASPIC, le concept de service de base, tel que défini par Trans Mountain à des fins de conception des droits, devient inapproprié au fur et à mesure que les besoins en matière de stockage,

de terminal et de transport de chaque expéditeur évoluent. À son avis, à long terme, il serait préférable que les services de base, tels la réception, le transport et la livraison, soient séparés pour les fins d'établissement des droits.

Un certain nombre d'intervenants ont fait valoir qu'une installation peut ne pas être visée par la définition du service de transport de base incluse dans le cadre actuel d'établissement des droits si cette installation offre un niveau et une nature de service supérieurs à ceux normalement prévus dans le cadre du service de base, ou si le coût de l'installation est considérablement supérieur au coût exigé pour fournir une installation correspondante pour un débit de pétrole brut léger équivalent.

### **Décision**

**L'Office croit que les coûts en capital et d'exploitation des installations du réseau de Trans Mountain devraient être intégrés dans la base des taux commune et dans l'ensemble des coûts si les installations sont du niveau et de la nature nécessaires en vue d'assurer un service de transport de base par un réseau pipelinier transportant plusieurs types de produits. Pour ce faire, les droits fondamentaux doivent comprendre les coûts engagés pour assurer des services de transport similaires pour tous les produits d'hydrocarbures.**

**L'Office utilisera ce critère pour établir le traitement approprié des droits applicables à chacun des frais spéciaux actuellement exigés sur le réseau de Trans Mountain.**

#### **9.3.1 Frais applicables aux produits raffinés**

Trans Mountain a demandé l'intégration des coûts des installations devant assurer le service à Petro-Canada et Impériale pour les raisons suivantes:

TMPL est un réseau de transport par lots d'une seule canalisation. La prestation des installations de réception, de transport et de livraison est un élément essentiel du service de transport de base. Le transport des produits raffinés, déjà expérimenté en 1985, est devenu un service de base. Les installations spéciales visées dans les ententes conclues avec Petro-Canada et Esso constituent maintenant des installations de livraison de base. Il en est de même pour les installations de Shell.

"L'intégration des coûts des installations spéciales équivaut à une prolongation de l'application de la méthode de conception des droits adoptée dans le cadre de la décision de l'ONÉ rendue en 1985. Par conséquent, l'intégration des coûts de ces installations est conforme au but et au mandat de TMPL visant à traiter tous les expéditeurs sur un pied d'égalité."<sup>1</sup>

Trans Mountain a déclaré qu'elle demandait l'intégration des coûts des installations de réception et de livraison des produits raffinés parce qu'elles font partie d'un service régulier. Trans Mountain a

---

<sup>1</sup> Pièce B-9, onglet 2, pages 2-1 et 2-2.

également indiqué qu'elle demandait l'intégration des coûts de l'ensemble des installations communes servant au transport des produits raffinés parce c'était avantageux pour les autres expéditeurs qui utilisent la canalisation.<sup>1</sup>

Trans Mountain a indiqué qu'à l'origine, les coûts des installations servant au transport des produits raffinés n'étaient pas intégrés en raison du fait qu'aucun expéditeur, sauf Petro-Canada, n'avait donné son appui et que, par conséquent, le concept des frais de service avait été établi de façon à s'assurer qu'aucun coût injuste n'était exigé des expéditeurs.

Les intervenants n'ont pas appuyé la position de Trans Mountain visant à intégrer les coûts de toutes les installations spéciales destinées à assurer le service des produits raffinés. Selon certains intervenants, l'application de frais spéciaux devrait refléter uniquement les coûts différentiels entre les installations devant normalement assurer le service de transport du brut léger et celles devant assurer le service de transport de produits spéciaux d'hydrocarbures.

Les décisions rendues par l'Office relativement à l'intégration des coûts en capital et d'exploitation des installations de réception, de transport et de livraison destinées spécifiquement à assurer le service des produits raffinés sont indiquées séparément dans les sections suivantes.

#### **9.3.1.1 installations assurant uniquement le service de réception**

Trans Mountain a proposé d'intégrer dans le service de base du pétrole brut les courts des deux canalisations de réception, de 406,4 mm de diamètre, assurant le service à Petro-Canada exclusivement, et de la canalisation de réception de 508 mm de diamètre assurant le service à Impériale exclusivement. Le demandeur était d'avis que ces canalisations de réception font partie intégrante du service de réception de base de tout hydrocarbure.

Trans Mountain a proposé l'intégration des coûts de toutes les installations qui lui appartiennent, qui sont à l'intérieur des limites de sa propriété et qui sont reconnues comme servant à assurer le service de base. Trans Mountain a également fait remarquer qu'elle était propriétaire de deux courts tronçons faisant partie des canalisations de réception de Petro-Canada situées à l'extérieur des limites du terminal d'Edmonton.

Un témoin de la société a indiqué que la proposition de Trans Mountain était compatible avec le récent changement apporté à la politique de la société en vertu duquel tous les nouveaux pipelines doivent être la propriété de Trans Mountain à partir de leur point d'entrée sur sa propriété. Trans Mountain a indiqué que les expéditeurs de pétrole brut léger fournissent depuis longtemps leurs propres canalisations de réception en amont de la station de transfert de la propriété du gaz au terminal d'Edmonton.

Impériale, Petro-Canada et Shell se sont opposées à l'intégration des coûts des canalisations de réception parce qu'elles sont situées en amont des stations de transfert de la propriété du gaz. À leur avis, les coûts des canalisations de réception des produits raffinés appartenant à Trans Mountain à

---

<sup>1</sup> La base des taux et les besoins en revenus approuvés pour 1988 relativement aux installations de réception et de livraison devant desservir spécifiquement les expéditeurs de produits raffinés équivalent à 4,9 millions de dollars et à 1,5 million de dollars respectivement, et à 2,5 millions de dollars et 761 000 \$ respectivement pour ce qui est des installations communes devant desservir ces même expéditeurs.

Edmonton ne doivent pas être intégrés parce que les canalisations de réception du pétrole brut n'appartiennent pas à Trans Mountain. Par conséquent, il ne serait pas logique d'intégrer les coûts des canalisations réservées aux produits et situées en amont des stations de transfert de la propriété du gaz dans l'ensemble des coûts du transport de base.

Gulf Canada Resources (Gulf) a reconnu que la réception et la livraison font partie intégrante du service de base mais uniquement lorsque l'on considère les différentes catégories de service. En d'autres mots, les coûts en capital et d'exploitation des installations de réception et de livraison de chaque hydrocarbure faisant partie d'une catégorie devraient être intégrés dans les besoins en revenus de cette catégorie, et des droits distincts peuvent alors être établis pour cette catégorie.

Au début, Amoco s'est opposée à l'intégration des coûts des canalisations de réception mais, au contre-interrogatoire, elle a indiqué qu'elle accepterait l'intégration des coûts de ces installations si elles satisfont à la définition de service de base et si elles sont situées à l'intérieur des limites normales de la propriété de Trans Mountain.

### **Décision**

**Trans Mountain a demandé d'intégrer les coûts des canalisations de réception en autant que ce soit conforme à sa politique actuelle exigeant qu'elle soit propriétaire de toutes les canalisations de réception situées dans les limites de sa propriété à Edmonton. Toutefois, les canalisations de réception des autres hydrocarbures situées en amont des stations de transfert de la propriété du gaz ne lui appartiennent pas. Par conséquent, l'Office croit que l'intégration des coûts des canalisations de réception situées en amont de la station de transfert de la propriété du gaz, assurant le service exclusivement à Petro-Canada et à Impériale, offrirait à ces expéditeurs un service de réception qui n'est pas compatible avec le niveau de service assuré actuellement pour les autres hydrocarbures.**

**Par conséquent, la demande de Trans Mountain visant à intégrer les coûts afférents aux canalisations de réception réservées à Impériale et à Petro-Canada est rejetée. L'Office ordonne à Trans Mountain d'intégrer uniquement les coûts en capital et d'exploitation, le cas échéant, associés aux installations spéciales situées en aval, y compris les stations de transfert de la propriété du gaz au terminal d'Edmonton. Le reste des coûts en capital et d'exploitation exigibles devraient continuer d'être recouverts par l'application de frais mensuels fixes.**

#### **9.3.1.2 Installations communes assurant uniquement le service des produits raffinés**

Trans Mountain a proposé l'intégration des coûts des installations de transport suivantes, dont les coûts sont actuellement imputés à Petro-Canada et à Impériale:

- i) installations de comptage à Edmonton;

- ii) modifications et additions à la canalisation principale afin de réduire la contamination et de détecter l'interface, d'assurer le lancement automatique du râcleur et sa mise en conduite de dérivation; et
- iii) agrandissement du système de contrôle central afin d'accepter les données additionnelles et d'automatiser certaines installations de produits raffinés.

Selon Trans Mountain, sauf dans le cas des coûts de 32 200 \$ afférents au contrôle de la qualité<sup>1</sup> et dont uniquement les expéditeurs de produits raffinés tirent avantage, les installations de transport spéciales procurent des avantages à tous les expéditeurs.

Gulf s'est opposée à l'intégration des coûts des installations communes. Un témoin de Gulf n'était pas persuadé que les installations devant assurer la séparation des lots et réduire la contamination des produits raffinés étaient nécessaires pour expédier les autres hydrocarbures.

Impériale a étudié le matériel nécessaire pour assurer le service du pétrole brut lourd et a conclu que, si les installations réservées aux produits raffinés étaient similaires, leurs coûts devraient être intégrés. En s'appuyant sur cet examen, Impériale excluerait uniquement les analyseurs de couleur et les systèmes de contrôle connexes.

Amoco n'intégrerait pas les coûts des modifications apportées pour assurer le lancement automatique du râcleur et sa mise en conduite de dérivation. À son avis, même si ces installations offrent certains avantages additionnels, elles ne sont pas nécessaires et sont réservées uniquement aux produits raffinés.

Shell était d'avis que les coûts du système de contrôle de la qualité des produits raffinés ne devraient pas être intégrés parce qu'ils sont différents de ceux exigés pour le pétrole brut et, par conséquent, ne devraient pas être classés dans le service de base.

Petro-Canada était d'avis que la plupart des coûts des modifications apportées à la canalisation principale, telles l'installation d'équipement de détection de l'interface et l'enlèvement des tronçons mis hors service, devraient être inclus dans la base des taux du service de transport de base parce que ces modifications permettent d'améliorer l'exploitation efficace du réseau pipelinier, ce qui est avantageux pour tous les expéditeurs. Petro-Canada croyait également que les installations, telles les râcleurs, assurent un service de base nécessaire sur le réseau pipelinier réservé au transport de plusieurs produits.

Toutefois, Petro-Canada croyait que le coût des analyseurs de couleur devrait être imputé aux expéditeurs de produits raffinés au moyen de l'application de frais spéciaux.

## **Décision**

**Le réseau de Trans Mountain, auparavant réservé au transport d'un seul hydrocarbure, est devenu un réseau pouvant transporter une multitude d'hydrocarbures par une seule canalisation principale. Tout en reconnaissant que certaines modifications apportées à la canalisation principale avaient d'abord été faites afin d'assurer l'accès des produits raffinés au réseau, l'Office est convaincu**

---

<sup>1</sup> Pièce B-42.

**que nombre de ces modifications, telles les détecteurs d'interface ainsi que les installations et l'équipement exigés en vue de réduire la contamination, permettront d'améliorer de façon générale l'efficacité globale du réseau. Toutefois, certains éléments ou certaines modifications ne sont apportés que dans le but d'assurer un service à Petro-Canada et à Impériale.**

**Compte tenu de l'évolution de l'exploitation du réseau de Trans Mountain, l'Office ordonne que les coûts associés aux installations communes réservées aux produits raffinés, à l'exception des coûts des analyseurs de couleur et de ceux liés au contrôle de la qualité précisés par Trans Mountain, soient intégrés dans la base des taux du service de transport de base et dans les courts de service. Les coûts en capital et d'exploitation des autres installations pour lesquelles des frais spéciaux sont imputés devraient continuer à être recouverts au moyen de l'application de frais mensuels fixes.**

### **9.3.1.3 Installations assurant uniquement le service de livraison**

Trans Mountain a proposé d'intégrer les courts des installations suivantes, assurant uniquement le service de livraison, situées à Kamloops: les installations de livraison, de décharge et de comptage devant assurer le service à PetroCanada et à Impériale; le terrain opposé au terminal de Petro-Canada; et une canalisation de réinjection de 168 mm de diamètre assurant uniquement le service à Impériale.

Selon Trans Mountain, ces installations de comptage et de livraison font partie intégrante du service de livraison de base et leurs coûts devraient être intégrés.

Conformément à sa position à l'égard des canalisations de réception, Shell a indiqué qu'elle inclurait les coûts des installations de livraison, y compris ceux de la station de transfert de la propriété du gaz, dans le service de livraison de base.

Impériale était d'avis que seuls les coûts des installations de livraison, de décharge et de comptage, devant assurer le service exclusivement à Petro-Canada et à Impériale, et des installations de réinjection devraient être intégrés parce que ces installations sont du niveau et de la nature offerts pour le pétrole brut léger. Toutefois, Impériale n'intégrerait pas les coûts de la canalisation de réinjection située en amont du point de réinjection.

Petro-Canada intégrerait les coûts de toutes les installations assurant uniquement le service de livraison. Elle n'intégrerait pas les coûts de la canalisation de réinjection parce que cette installation ne sert pas à assurer à d'autres expéditeurs le service de base offert à tout autre terminal. Il semble qu'elle servirait à assurer un service uniquement à Impériale et que ses coûts devraient être assumés par Impériale par l'application de frais spéciaux. Toutefois, dans le cas où il y a un compteur sur la canalisation, PetroCanada serait en faveur de l'intégration des coûts des installations en aval, y compris du compteur, dans la base des taux du service de transport de base.

En ce qui a trait au terrain opposé à son terminal, Petro-Canada croyait que son coût devrait être inclus dans la base des taux commune. PetroCanada a noté que les installations de décharge sont

situées sur ce terrain et que Trans Mountain a précisé clairement dans sa preuve que ces installations bénéficiaient au réseau entier.

Au début, Amoco s'est opposée à la proposition de Trans Mountain mais, au contre-interrogatoire, elle a indiqué que, si les installations de livraison étaient incluses dans le concept du service de base et dans la norme fournie aux autres expéditeurs, elle ne s'opposerait pas à l'inclusion de leurs coûts dans la base des taux du service de transport de base.

Selon Gulf, comme les installations ne sont utilisées que par un seul expéditeur, leurs coûts ne devraient pas être intégrés.

### **Décision**

Les installations servant uniquement au service de livraison, bien qu'elles permettent d'assurer un service de base uniquement aux expéditeurs de produits raffinés, sont de la nature et du niveau nécessaire pour assurer le service de transport de base du pétrole brut à Kamloops ou sont actuellement nécessaires pour assurer le service de livraison de base du pétrole brut à Burnaby. Conformément à sa décision concernant les canalisations de réception, l'Office ordonne à Trans Mountain de n'inclure, dans l'ensemble des coûts du service de base, que les coûts en capital et d'exploitation des installations de livraison des produits raffinés situées en amont de la station de comptage de la propriété du gaz, y compris les coûts de cette station. Le reste des coûts en capital et d'exploitation exigibles seront recouverts par l'application de frais mensuels fixes. En ce qui a trait à la canalisation de réinjection d'Impériale, tous les coûts, sauf ceux liés au point de réinjection lui-même, doivent être recouverts par l'application de frais mensuels fixes.

### **9.3.2 Frais exigés relativement au produit spécial de Shell**

Trans Mountain a proposé d'intégrer, dans la base des taux du service de transport de base et dans le coût du service, les coûts en capital et d'exploitation associés aux installations<sup>1</sup> réservées en exclusivité à assurer le service du produit spécial de Shell décrites ci-dessous:

- i) la canalisation de livraison de 610 mm de diamètre reliant le terminal de Burnaby à celui de Westridge (canalisation portuaire de Westridge) passant dans une emprise accordée à Trans Mountain (actuellement, 50 % de la capacité sert à assurer le service du produit spécial de Shell);
- ii) la canalisation de livraison de 406 mm de diamètre reliant Westridge à la raffinerie de Shell;
- iii) l'emprise; et
- iv) l'équipement de contrôle et les instruments.

Trans Mountain a déclaré que 50 % de la capacité de la canalisation portuaire de Westridge avait été accordée à Shell au moment où l'on prévoyait que cette canalisation serait peu utilisée. Compte tenu

---

<sup>1</sup> La base des taux applicables au produit spécial de Shell et les besoins en revenus approuvés en 1988 se chiffrent à environ 477 000 \$ et 187 000 \$ respectivement.

de l'utilisation actuelle et future de cette canalisation à des fins de chargement de pétroliers, Trans Mountain croit que cette répartition n'est plus appropriée.

En ce qui a trait à la canalisation de livraison de 406 mm de diamètre, Trans Mountain a reconnu que cette installation est sise sur un terrain à l'extérieur du terminal de Burnaby. À son avis, l'emprise avait été accordée et la canalisation avait été construite afin d'assurer à Shell un service de livraison de base similaire à celui prévu pour les autres hydrocarbures.

Aucun des intervenants n'a appuyé la proposition de Trans Mountain visant à intégrer les coûts de toutes les installations devant assurer uniquement le service du produit spécial de Shell. L'ASPIC, Impériale, Gulf et Amoco se sont opposées à l'intégration de tous frais liés au produit spécial de Shell.

Shell a indiqué qu'elle accepterait l'intégration des coûts de la canalisation de livraison de 406 mm de diamètre à titre d'installation pour laquelle sont appliqués des frais spéciaux, reconnaissant que cette installation, tout en étant à l'intérieur des limites de propriété de Trans Mountain, est située en aval du point de transfert de la propriété du gaz au terminal de Burnaby. Shell a également reconnu que Trans Mountain avait dû acquérir des droits de propriété additionnels pour construire la canalisation et que cette partie additionnelle de propriété n'est pas située à l'intérieur des limites normales du terminal de Burnaby.

Petro-Canada était en faveur de l'intégration des coûts de la canalisation de 610 mm de diamètre puisqu'il semble que la canalisation portuaire sera utilisée plus fréquemment et par davantage d'expéditeurs. Toutefois, Petro-Canada n'a pas appuyé l'intégration des autres frais liés au produit spécial de Shell.

### **Décision**

**L'Office reconnaît qu'au moment où Shell et Trans Mountain ont conclu une entente en vertu de laquelle Shell acceptait de supporter 50 % des coûts de la canalisation portuaire de Westridge, Shell devrait être le seul utilisateur de cette canalisation. Toutefois, la preuve a indiqué que, depuis la signature de ce contrat, d'autres expéditeurs avaient utilisé cette installation et continueront de le faire. Selon l'Office, les coûts d'une installation dont l'utilisation commune sert à transporter un certain nombre de produits différents devraient être intégrés dans le service de base du pétrole brut. Trans Mountain est tenue d'inclure dans l'ensemble des coûts du service de transport de base les coûts en capital et d'exploitation de la canalisation portuaire de Westridge, coûts qui sont actuellement supportés par Shell. De même, les coûts en capital et d'exploitation de l'équipement de contrôle et des instruments doivent être intégrés dans l'ensemble des coûts du service de base.**

**Comme la canalisation de 406 mm avait été construite en vue d'assurer un service de livraison à Shell et qu'elle n'est pas située dans les limites de propriété normales du terminal de Burnaby, l'Office considère que cette installation et que l'emprise offrent un**

**service unique. Par conséquent, la demande de Trans Mountain en vue d'intégrer les coûts en capital et d'exploitation dans l'ensemble des coûts du service de base est rejetée.**

### **9.3.3 Réseau collecteur d'Edson**

Actuellement, la société impose à l'expéditeur utilisant le réseau collecteur d'Edson des frais spéciaux applicables au service de collecte fourni par Trans Mountain de l'usine de gaz d'Edson jusqu'à la station de Trans Mountain à Edson. La société reconnaît que l'activité de collecte constitue un service qui n'est pas habituellement considéré comme un service normal fourni par un transporteur public et qu'en principe, des droits distincts devraient continuer à y être appliqués. Toutefois, comme le coût du service annuel lié à ces installations est inférieur à 36 000 \$ Trans Mountain était d'avis qu'il n'était plus justifié d'appliquer des frais spéciaux pour assurer ce service. Elle a soutenu que le maintien du calcul des frais spéciaux pour ce réseau constituerait un fardeau.

Généralement, les intervenants étaient d'avis qu'en principe, le service de collecte d'Edson devrait toujours faire l'objet de frais distincts. Toutefois, Impériale croit que les coûts de ce service devraient être intégrés dans le service de base parce que l'application d'un droit distinct n'est ni rentable ni justifiée.

#### **Décision**

**Même si l'Office reconnaît que les coûts de service annuels de ces installations sont relativement peu élevés, il croit que le service fourni est unique et dépasse le service de base assuré aux autres utilisateurs du réseau pipelinier. Par conséquent, la demande de la société visant à intégrer les coûts de ces installations dans l'ensemble des coûts du service est rejetée,**

## **9.4 Crédits applicables à la mise en réservoir**

Petro-Canada et Shell étaient d'avis que les expéditeurs qui fournissaient leur propre capacité de mise en réservoir devraient bénéficier d'un crédit sur les droits fondamentaux applicables au pétrole brut.

Trans Mountain a indiqué que, comme les deux sociétés tirent manifestement des avantages substantiels de la capacité de stockage de Trans Mountain, elles n'avaient pas à bénéficier d'un crédit quelconque. À l'appui de sa position, Trans Mountain a mentionné la décision rendue par l'Office en mars 1985 concernant Trans Mountain (page 36) se lisant comme suit:

“Bien que les produits raffinés de la Gulf n'utilisent pas directement le stockage en réservoir, l'Office trouve que ces réservoirs sont essentiels pour l'ordonnement et l'exploitation efficace du réseau. L'Office est convaincu qu'il est pertinent pour les expéditeurs de produits raffinés de payer le droit complet de pétrole brut, étant donné que les réservoirs aident à l'ordonnement qui rend possible la livraison de produits. L'Office considère que tous les expéditeurs reçoivent les avantages, et par conséquent, tous les expéditeurs devraient payer pour le coût du stockage en réservoirs.”

Trans Mountain a conclu qu'aucun changement important n'était survenu depuis que l'Office avait rendu cette décision. Elle a déclaré que la capacité de stockage détenue par Petro-Canada ne pouvait être utilisée par Trans Mountain pour établir le calendrier d'utilisation de ses installations et, par conséquent, ne lui est d'aucune utilité.

Trans Mountain a noté que le produit spécial de Shell utilise la capacité de stockage de Trans Mountain à Edmonton et que Shell utilise les réservoirs de Trans Mountain à Burnaby d'au moins trois façons. En premier lieu, lorsque Shell veut utiliser la canalisation de 406 mm de diamètre à Westridge pour transporter son produit spécial, le pétrole brut qui se trouve dans la canalisation de 610 mm de diamètre à Westridge doit être remis dans les réservoirs de Burnaby afin de libérer la canalisation pour transporter le produit spécial. En deuxième lieu, parce que Shell ne détient pas suffisamment de capacité de stockage dans ses propres installations de Burnaby, Trans Mountain doit, de temps à autre, garder l'excédent de produit spécial dans ses réservoirs de Burnaby. Finalement, l'interface du produit spécial et du pétrole brut léger dans le lot est mis dans les réservoirs de Trans Mountain.

Trans Mountain a fait remarquer qu'Impériale n'avait pas demandé de crédits relatifs à la capacité de mise en réservoir même si elle utilisait les réservoirs de la même façon que Petro-Canada. La position d'Impériale à ce sujet était fondée sur la décision de l'Office rendue à cet égard en mars 1985 concernant Trans Mountain. Impériale a déclaré que la preuve présentée à cette instance appuyait la conclusion selon laquelle tous les expéditeurs tirent avantage de la capacité de mise en réservoir du réseau et que, par conséquent, il n'y a aucune raison pour allouer des crédits relatifs à la capacité de mise en réservoir.

Selon l'ASPIC, on peut soutenir le concept de crédits relatifs à la capacité de mise en réservoir semblable à ceux alloués par PIL aux expéditeurs qui n'utilisent pas la capacité de stockage du réseau ou qui utilisent leur propre capacité.

Gulf croit qu'il est raisonnablement fondé d'accorder un crédit relatif à la capacité de mise en réservoir.

Petro-Canada a reconnu qu'elle tirait avantage des réservoirs à Edmonton puisqu'ils lui permettaient d'établir le calendrier des lots et d'exploiter efficacement le pipeline; elle a ajouté qu'elle utilisait également les réservoirs de Trans Mountain à Burnaby. Toutefois, elle est d'avis que sa propre capacité de stockage procure au réseau de Trans Mountain les mêmes avantages que la capacité de stockage du réseau. Elle a conclu qu'il était injuste et discriminatoire d'imposer les mêmes droits à un expéditeur qui fournit sa propre capacité de stockage qu'à celui qui ne la fournit pas.

Shell a noté que Trans Mountain avait tenté d'établir que tous les expéditeurs devaient supporter le coût de la capacité de stockage parce que cette capacité procure des avantages à tous les expéditeurs. Shell a indiqué qu'il ne s'agissait pas de déterminer qui recevait les avantages ou d'établir l'équilibre des avantages, mais de fournir le service de base et d'établir les droits en fonction des coûts.

Shell a proposé que des crédits soient alloués aux expéditeurs si l'un des éléments du service de base n'est pas fourni à un expéditeur par Trans Mountain, mais bien par l'expéditeur lui-même. Shell a de plus conclu que dans son cas, le crédit ne lui serait alloué que pour les volumes qu'elle stocke elle-même à sa raffinerie de Shellburn.

## Décision

**D'après la preuve, l'Office est persuadé que la question n'était pas d'équilibrer les avantages mais de fournir un service de base. Un expéditeur qui n'utilise pas l'un des éléments du service de base, tel la mise en réservoir, devrait se voir allouer un crédit relativement à ce service. Par conséquent, Trans Mountain est tenue d'établir une méthode de calcul des crédits relatifs à la mise en réservoir pour les expéditeurs qui n'utilisent pas la capacité de stockage à la réception ou à la livraison et d'inclure ces crédits et leur méthode de calcul dans la demande concernant les droits exigibles au cours de l'année d'essai 1989. En ce qui a trait à Shell, seuls les volumes qui sont acheminés directement par la canalisation jusqu'à sa raffinerie à Shellburn seront admissibles à un tel crédit relatif à la mise en réservoir.**

## 9.5 Frais supplémentaires et crédits liés au combustible et à la puissance

En vertu de la méthode actuelle de conception des droits de Trans Mountain, les coûts liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd par rapport au transport du pétrole brut léger sont compris dans les droits en appliquant des frais supplémentaires sur les droits applicables au transport du pétrole brut léger. Le niveau approprié des frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd a été étudié au cours de l'audience. De même, l'Office a examiné la pertinence d'allouer des crédits liés à la puissance et au combustible utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés par Trans Mountain.

### 9.5.1 Frais supplémentaires liés à la puissance et au combustible utilisés pour le transport du pétrole brut lourd

Trans Mountain a demandé d'appliquer, dès la mise en service des installations de l'étape 1, des frais supplémentaires de 15 % liés au combustible et à la capacité utilisés pour le transport du pétrole brut lourd. À son avis, un taux de 15 % tenait compte des coûts variables supplémentaires liés au transport du pétrole brut lourd. De plus, ce taux serait toujours approprié même si les débits varient.

Pour établir le niveau des frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd, Trans Mountain a utilisé une méthode du coût différentiel et a appliqué les configurations optimales de pompage dans des programmes informatiques de simulation. Selon Trans Mountain, cette méthode tient compte des coûts réels qui seraient supportés dans l'exploitation du pipeline, et l'application des configurations optimales de pompage permettrait d'établir les coûts réels liés au transport des différents produits sans pénaliser un produit quelconque.

L'ASPIC, les lignes aériennes, Ressources BP Canada Limitée (Ressources BP) et Northridge Petroleum Marketing Inc. (Northridge) ont généralement appuyé la méthode de Trans Mountain pour établir les frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd. Sans défendre une méthode en particulier, la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta (CCPA) s'est dite en faveur de l'application de frais supplémentaires de 15 % liés au combustible et à la puissance.

Impériale a exprimé des inquiétudes quant au fait que, pour établir les frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance, Trans Mountain s'appuyait sur le coût différentiel lié à la puissance plutôt que sur le coût moyen lié à la puissance. Impériale a soutenu qu'il serait inapproprié que les frais supplémentaires liés au transport du pétrole brut lourd reflètent le coût différentiel unitaire lié à la puissance puisqu'ils sont exagérés en raison de l'augmentation des frais liés à la demande en électricité engagés suite aux activités de transport par lots de Trans Mountain.

Amoco était en faveur de l'utilisation d'une méthode de comparaison des coûts moyens liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd avec ceux exigés pour le transport du pétrole brut léger. Selon cette méthode, les coûts applicables au transport de tout hydrocarbure sont établis en supposant que le pipeline ne transporte que ce type de pétrole brut et qu'il est exploité à la capacité maximale soutenable. Selon Amoco, cette méthode se traduirait par des frais supplémentaires liés au combustible et à la capacité utilisés pour le transport du pétrole brut lourd se chiffrant à 2,4 % dès la mise en service des installations de l'étape 1. Au contre-interrogatoire fait par Trans Mountain, les témoins d'Amoco ont reconnu que la méthode favorisée par Amoco supposait des débits plus élevés que prévus tant pour le pétrole brut lourd que léger, et qu'Amoco avait calculé les frais supplémentaires en utilisant des données inappropriées relativement au coût de la puissance.

Shell a soutenu qu'aucune méthode satisfaisante n'a été trouvée pour tenir compte des coûts différentiels liés à la puissance dans l'établissement des frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance. Shell a suggéré que les écarts entre les coûts liés à la puissance pourraient être inclus dans le calcul des frais supplémentaires liés à la capacité en établissant que les coûts liés à la puissance sont des coûts liés à la capacité, ce qui éliminerait la nécessité de distinguer les frais supplémentaires liés au combustible de ceux liés à la puissance.

Gulf a proposé d'appliquer une méthode de calcul des frais supplémentaires liés à la capacité qui éliminerait également la nécessité d'appliquer des frais supplémentaires distincts liés à la puissance.

Trans Mountain a indiqué qu'elle jugeait incomplètes les méthodes de calcul des frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance proposées par les intervenants parce qu'elles ne tenaient pas compte avec exactitude des débits ou des caractéristiques du pipeline.

### **Décision**

**L'un des objectifs de l'établissement des droits est de répartir les coûts liés au transport entre chaque hydrocarbure. Par conséquent, toute méthode utilisée pour calculer les frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance devrait répartir les coûts selon la façon dont les divers produits affectent vraiment les coûts liés à la puissance. Après avoir étudié les différentes méthodes traitées au cours de l'audience, l'Office a décidé que la méthode proposée par Trans Mountain, fondée sur le coût différentiel, constituait la méthode la plus pertinente pour évaluer le niveau approprié des frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd par le réseau. Le demandeur utilise essentiellement la même méthode pour prévoir les coûts annuels liés au combustible et à la puissance à des fins d'établissement des droits.**

**L'Office prend note des préoccupations d'Impériale selon lesquelles la méthode fondée sur le coût différentiel proposée par Trans Mountain tient compte de l'exploitation par lots et, par conséquent, reflète plus que les écarts entre les propriétés du pétrole brut lourd et celles du pétrole brut léger. Tout en reconnaissant qu'il s'agissait possiblement d'une faiblesse dans la méthode de calcul de Trans Mountain, l'Office juge néanmoins, pour les motifs avancés par Trans Mountain, que cette méthode est la plus appropriée.**

**Par conséquent, l'Office juge appropriée l'application de frais supplémentaires de 15 % liés au combustible et à la puissance au transport du pétrole brut lourd, tels que calculés par Trans Mountain. Trans Mountain est tenue d'inclure, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1989, ces frais supplémentaires dans les droits qu'elle exige.**

### **9.5.2 Crédits relatifs au combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés**

Trans Mountain n'a pas demandé de crédits relatifs au combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés parce qu'elle croit que les coûts différentiels liés à la puissance seraient peu élevés puisque les propriétés physiques de ces produits sont semblables à celles du pétrole brut léger. Au cours de l'audience, Trans Mountain a indiqué que les crédits liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés pourraient être calculés en utilisant la même méthode de calcul des coûts différentiels proposée relativement au pétrole brut lourd. En utilisant cette méthode, Trans Mountain a évalué que les économies au niveau du coût de la puissance utilisée pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés ne se chiffrent qu'à 10 000 \$ par année en 1990, en supposant qu'il n'y a pas d'agrandissement. Selon la société, de telles économies n'étaient pas assez importantes pour justifier l'application de droits distincts.

En commentant le caractère pertinent des crédits relatifs au combustible et à la puissance utilisés par son réseau, Trans Mountain a établi une distinction entre son pipeline et celui de PIL. Trans Mountain a fait remarquer que les expéditeurs du réseau de PIL transportent des lots pouvant s'étendre sur des distances équivalentes à celles de dix stations de pompage alors que Trans Mountain transporte des lots qui sont trop petits pour couvrir la distance séparant des stations adjacentes. Selon le demandeur, les économies éventuelles attribuables au transport de produits de faible densité pourraient ne pas être pleinement réalisées par son réseau. Selon Trans Mountain, toutes les économies au niveau du coût de la puissance seraient très faibles même après que Petro-Canada ait commencé à acheminer son produit énergétique.

Selon Petro-Canada, si les activités de transport par lots de Trans Mountain empêchent la réalisation d'économies au niveau du coût de la puissance utilisée pour transporter des produits raffinés et semi-raffinés, la hausse des volumes de produits raffinés transportés prévue pour 1990 permettrait de compenser ces effets. PetroCanada était en faveur de l'application, pour le réseau de Trans Mountain, de la méthode utilisée par PIL pour calculer les crédits liés aux économies réalisées au niveau du coût

de la puissance utilisée pour transporter les LGN et les produits raffinés par son réseau.<sup>1</sup> D'après cette méthode, Petro-Canada a indiqué que les expéditeurs de produits raffinés et semi-raffinés utilisant le réseau de Trans Mountain devrait recevoir un crédit d'environ 196 000 \$ par année lié aux économies réalisées au niveau du coût de la puissance.

Trans Mountain était d'avis que la méthode favorisée par Petro-Canada surévaluait les économies réalisées au niveau du coût de la puissance. Au contre-interrogatoire des témoins de Petro-Canada, Trans Mountain a proposé que Petro-Canada ajuste son calcul afin de tenir compte des changements d'élévation le long du tracé du pipeline et d'y éliminer les coûts liés aux charges fixes de la station et au transport du pétrole brut lourd. Ces ajustements se traduiraient par une réduction à 58 000 \$ des économies réalisées au niveau du coût de la puissance. Les témoins de Petro-Canada n'ont pas contesté les données de Trans Mountain mais ils doutaient du caractère raisonnable de tous les ajustements proposés par le demandeur.

Amoco a proposé que la méthode suggérée pour calculer les frais supplémentaires liés à la puissance utilisée pour transporter le pétrole brut lourd soit appliquée aux produits raffinés. Cette méthode se traduirait par des frais supplémentaires de 0,5 % applicables au combustible et à la puissance utilisés pour transporter les produits raffinés après la réalisation de l'étape 1 de l'agrandissement.

Comme elles l'avaient proposé en ce qui concerne les frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd, Shell et Gulf ont suggéré d'inclure les coûts différentiels liés à la puissance dans le calcul des frais supplémentaires liés à la capacité.

À l'exception de Trans Mountain, aucune partie à l'audience ne s'est opposée au fait d'allouer des crédits relatifs au combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés.

### **Décision**

**En principe, les coûts différentiels liés au combustible et à la puissance devraient être pris en compte dans les droits de Trans Mountain. D'après la preuve, les coûts liés au combustible et à la puissance utilisés par le réseau de Trans Mountain sont plus faibles lorsqu'il s'agit de transporter des produits raffinés et semi-raffinés que lorsqu'il s'agit de transporter du pétrole brut léger. Par conséquent, un crédit relatif au combustible et à la puissance utilisés devrait être alloué pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés.**

**La méthode du coût différentiel utilisée pour calculer les frais supplémentaires ou les crédits liés au combustible et à la puissance, telle que débattue au cours de l'audience, constitue la meilleure évaluation des coûts différentiels liés au**

---

<sup>1</sup> La méthode utilisée par PIL a été décrite dans les Motifs de décision rendue par l'Office en février 1984 concernant une demande visant les droits exigibles par PIL. Cette méthode concerne le coût moyen et calcule les crédits liés au coût de la puissance utilisée pour transporter les LGN et les produits raffinés d'après le ratio théorique de la puissance nécessaire pour transporter les LGN et les produits raffinés sur celle nécessaire pour transporter le pétrole brut léger par le réseau de PIL. Ce ratio n'est appliqué que sur la partie des coûts liée à la puissance énergétique.

**combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés par le réseau de Trans Mountain. Par conséquent, l'Office ordonne à Trans Mountain d'utiliser la méthode du coût différentiel pour établir le niveau approprié des crédits alloués relativement au combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés.**

**Trans Mountain est tenue d'inclure dans sa prochaine demande concernant les droits un crédit relatif au combustible et à la puissance utilisés pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés. Ce crédit doit être exprimé en pourcentage et être calculé en utilisant la même méthode de calcul des coûts différentiels que celle utilisée par la société pour établir les frais supplémentaires liés au combustible et à la puissance utilisés pour le transport du pétrole brut lourd.**

## **9.6 Crédits relatifs aux frais supplémentaires liés à la capacité**

Dans ses Motifs de décision rendues à l'instance RH-1-86, en septembre 1986, concernant les droits de Trans Mountain, l'Office a indiqué que la substitution possible du pétrole brut léger par le pétrole brut lourd constituait une inquiétude sérieuse; il a noté que les droits applicables au pétrole brut lourd devraient être justes en ceci qu'ils doivent permettre le recouvrement d'une partie appropriée des coûts de transport. À cette époque, l'Office avait approuvé des frais supplémentaires de 15 % relativement aux expéditions de pétrole brut lourd, compte tenu de l'augmentation des coûts d'exploitation et de la réduction de capacité qui en résultait. L'Office avait insisté sur le fait que sa décision avait comme but de couvrir les conditions d'exploitation à court terme alors prévues en attendant d'examiner la question d'une façon plus détaillée au cours d'une prochaine audience publique.

Trans Mountain a demandé l'application de frais supplémentaires de 6 % liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd, frais qui devraient entrer en vigueur dès la mise en service des installations de l'étape 1.

### **9.6.1 Nécessité d'appliquer des frais supplémentaires ou d'allouer des crédits liés à la capacité**

La preuve produite au cours de l'instance a montré que les différents hydrocarbures acheminés par le réseau de Trans Mountain affectaient la capacité du pipeline de diverses façons. La capacité du pipeline diminue généralement lorsque les volumes de pétrole brut lourd remplacent des volumes de pétrole brut léger. Toutefois, si des hydrocarbures plus légers, comme des produits raffinés, du méthanol ou de l'EBTM, se substituent au pétrole brut léger, la capacité pipelinrière tend alors à augmenter.

Dans sa demande, Trans Mountain a proposé que des frais supplémentaires de 6 % soient exigés pour le transport du pétrole brut lourd après l'achèvement de l'agrandissement de l'étape 1 afin de tenir compte du fait qu'il est plus coûteux de fournir la capacité en vue du transport du pétrole brut lourd que pour le transport du pétrole brut léger. Au cours de l'audience, la société a indiqué qu'aucuns frais supplémentaires liés à la capacité seraient aussi justes et appropriés que des frais de 6 %, et elle a

déclaré qu'elle préférerait ne pas appliquer de frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd. Toutefois, Trans Mountain a décidé de ne pas modifier sa demande concernant l'application de frais supplémentaires de 6 % liés à la capacité.

En principe, Trans Mountain ne s'est pas opposée au fait d'allouer des crédits aux expéditeurs de produits raffinés et semi-raffinés utilisant son réseau. Toutefois, à son avis, il ne serait pas approprié d'allouer de tels crédits puisque les caractéristiques physiques de ces produits sont très similaires à celles du pétrole brut léger et que Trans Mountain transporte les produits par lots.

Les parties intéressées à l'instance ont exprimé des avis très partagés relativement au caractère approprié des frais supplémentaires liés à la capacité. L'ASPIC, les lignes aériennes, Gulf, Northridge, Petro-Canada, Shell et la CCPA étaient en faveur du concept visant à appliquer des frais supplémentaires liés à la capacité ou à allouer des crédits relatifs à la capacité utilisée du réseau de Trans Mountain. Murphy a soutenu que, s'il était possible d'établir des frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd en fonction des coûts, il serait alors raisonnable d'imposer de tels frais supplémentaires. Amoco et Impériale ne croyaient pas qu'il serait approprié d'imposer de tels frais supplémentaires ou d'allouer de tels crédits relatifs à la capacité. Husky était d'avis que l'Office reporte sa décision finale à ce sujet en attendant d'effectuer une étude plus approfondie.

### **Décision**

**La preuve a montré que les caractéristiques des différents hydrocarbures affectent la capacité pipelinère de Trans Mountain de différentes façons. L'Office note que les diverses répercussions sur la capacité pouvaient influencer sur les coûts. Par conséquent, l'Office juge que la conception des droits de Trans Mountain doit tenir compte de l'incidence des différents hydrocarbures sur les coûts liés à la capacité utilisée du réseau de Trans Mountain.**

### **9.6.2 Méthodes de calcul des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité**

La question des méthodes à utiliser pour calculer le niveau approprié des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité utilisée pour le transport de nombreux hydrocarbures par le réseau de Trans Mountain a fait l'objet d'intenses discussions au cours de l'audience. Les diverses méthodes proposées pour calculer les frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd se traduiraient par des frais supplémentaires variant entre 6 et 138 % dès la mise en service des installations de l'étape 1.

Dans sa demande, Trans Mountain a proposé que le calcul des frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd soit établi d'après le concept du pipeline de remplacement. Selon cette méthode, Trans Mountain a conclu qu'il serait approprié d'appliquer, dès que l'achèvement de l'agrandissement de l'étape 1, des frais supplémentaires de 6 % liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd. Ces frais supplémentaires ont été établis d'après le ratio des coûts en capital de deux pipelines fictifs:

- i) un pipeline devant transporter 30 000 mètres cubes de pétrole brut léger par jour; et

- ii) un autre pipeline devant transporter 30 000 mètres cubes de pétrole brut lourd par jour.

La méthode utilisée par Trans Mountain pour calculer les coûts en capital des pipelines fictifs supposait des configurations optimales des installations de mise en réservoir, de réception et de livraison de chaque hydrocarbure. Toutefois, le diamètre de ces pipelines étaient le même que celui des installations existantes. La capacité de 30 000 m<sup>3</sup> j choisie pour les deux pipelines fictifs correspond à la capacité du réseau de Trans Mountain suite à la mise en service des installations de l'étape 2. Elle représente également, sur le plan économique, la capacité maximale qu'il est rentable de maintenir pour le transport du pétrole brut lourd.

Une étude de sensibilité produite par Trans Mountain a montré que les frais supplémentaires calculés selon la méthode proposée seraient fonction du nombre de produits que l'on suppose devoir être acheminés et de la capacité présumée des pipelines fictifs.

Pour établir des frais supplémentaires de 6 % liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd, Trans Mountain a présumé que les pipelines fictifs utilisés pour transporter tous les types de pétrole brut léger et lourd devraient permettre la mise en réservoir de onze types de brut léger et de deux types de brut lourd respectivement, soit le nombre de produits actuellement transporté par son réseau. Lorsque les témoins en matière de conception des droits de Trans Mountain ont été interrogé sur la question de savoir s'il était pertinent d'exclure, du calcul des frais supplémentaires, les coûts de la mise en réservoir, ils ont indiqué que procéder de cette façon empêcherait de tenir compte du nombre de produits transportés par le pipeline.

Ces mêmes témoins ont déclaré que les frais supplémentaires de 6 %, liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd, établis d'après la méthode proposée, devraient être appliqués pendant une longue période et demeurer stables à moins que la conjoncture du marché change ou que la configuration du réseau de Trans Mountain soit modifiée.

Selon Trans Mountain, si l'Office exigeait l'application des frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd avant que les installations aient fait l'objet de l'agrandissement, la société devrait être tenue de calculer le niveau approprié des frais supplémentaires en utilisant la méthode relative aux pipelines de remplacement proposée, mais en s'appuyant sur la configuration et la capacité du pipeline existant.

Trans Mountain a déclaré que la méthode relative aux pipelines de remplacement servant au transport de produits raffinés et semi-raffinés montre que les installations nécessaires pour transporter ces produits sont essentiellement les mêmes que celles nécessaires pour transporter le pétrole brut léger. Elle a conclu qu'aucun crédit relatif à la capacité ne devrait être alloué pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés.

Impériale, Murphy et Ressources BP ont indiqué que, s'il devait y avoir des frais supplémentaires à appliquer ou des crédits à allouer relativement à la capacité, elles seraient alors en faveur de l'utilisation de la méthode de calcul de Trans Mountain.

La preuve a montré que, si la méthode proposée par Trans Mountain était modifiée afin de tenir compte de la configuration optimale des pipelines (c.-à-d. en ce qui a trait au diamètre des conduites), il faudrait alors exiger des frais supplémentaires de 13,5 % liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd, en supposant que la capacité des pipelines fictifs est de 30 000 m<sup>3</sup> j. Trans

Mountain s'est opposée à une telle modification en soutenant qu'il s'agirait d'un exercice reposant sur des notions trop hypothétiques qui ne tiennent pas compte de la situation réelle. Selon la société, plus on s'éloigne de la situation véritable du réseau existant en utilisant des données sur des installations hypothétiques, moins sont fiables les résultats obtenus relativement aux frais supplémentaires.

Une autre méthode visant à établir les frais supplémentaires ou les crédits liés à la capacité, qualifiée de méthode 1, a été appuyée par Shell et la CCPA. Selon cette méthode, décrite à l'Annexe IV de la décision de l'Office concernant PIL, il y a comparaison de la capacité du pipeline utilisée seulement pour transporter le pétrole brut léger avec celle utilisée seulement pour transporter le pétrole brut lourd. La différence entre la capacité utilisée pour le transport de tous les types de brut léger et celle utilisée pour le transport de tous les types de brut lourd est alors divisée par la capacité utilisée pour le transport de tous les types de brut lourd afin d'attribuer le changement de la capacité pipelinière au transport du pétrole brut lourd. Les frais supplémentaires sont alors établis en multipliant le facteur de capacité par le pourcentage des besoins en revenus liés à la capacité.<sup>1</sup> Selon Shell, si la méthode 1 avait été utilisée pour déterminer les frais supplémentaires ou les crédits applicables relativement au réseau de Trans Mountain, il n'aurait pas été nécessaire d'appliquer des frais supplémentaires ou d'allouer des crédits liés au combustible et à la puissance.

Amoco a proposé d'appliquer une méthode semblable à la méthode 1, mais en se servant de la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut léger plutôt que du pétrole brut lourd comme dénominateur du facteur de capacité. De même, en évaluant dans quelle mesure les besoins en revenus de Trans Mountain étaient liés à la capacité, Amoco a décidé que seule la partie des besoins en revenus liés aux installations devrait être classée dans les coûts liés à la capacité.

La méthode 1 et la démarche d'Amoco exigent toutes deux le calcul du pourcentage des besoins en revenus de Trans Mountain liés à la capacité. Le demandeur et un certain nombre de parties intéressées ont fait remarquer que ce calcul est assujéti au fait qu'il faut faire preuve de beaucoup de jugement et que les frais supplémentaires calculés seraient volatils puisqu'ils varieraient en fonction des modifications apportées aux installations.

On a interrogé le demandeur pour savoir s'il pourrait modifier sa méthode relative aux pipelines de remplacement de façon que le niveau des frais supplémentaires soit établi en appliquant la différence en pourcentage entre les coûts en capital des pipelines de remplacement à la partie des besoins en revenus de Trans Mountain liés à la capacité. Les témoins de Trans Mountain ont indiqué qu'une telle modification ne serait pas conforme à la méthode de Trans Mountain, et que cela exigerait un niveau de précision qui ne peut être atteint. Toutefois, Trans Mountain a soutenu que, si elle était tenue de calculer les coûts liés à la capacité de cette façon, elle prendrait comme hypothèse que les coûts non liés à la capacité comprendraient les coûts des installations qui sont essentielles pour acheminer un mètre cube de pétrole.

Gulf a proposé une formule qui ressemble à la méthode 1, mais qui n'exige pas que les composantes des besoins en revenus soient classées comme étant liées ou non liées à la capacité. Selon la méthode

---

<sup>1</sup> D'après la méthode utilisée par PIL, les installations ou les coûts sont liés à la capacité s'ils sont modifiés lorsque la capacité prévue est maintenue et que l'ensemble des types de pétrole brut est modifié par le nombre total de mètres cubes qui demeure constant (RH-4-86, pièce B-13a). En vertu de cette méthode, tous les coûts des terminaux de PIL sont classés comme n'étant pas liés à la capacité.

de Gulf, le niveau des droits pipeliniers est limité par la capacité et il est possible d'atteindre un coût unitaire minimale pour chaque type de produit transporté à pleine capacité. Selon cette méthode, on calcule les frais supplémentaires d'après le ratio des frais unitaires relatifs au débit obtenu si chaque type de produit est transporté à pleine capacité. Selon Gulf, cette méthode n'exigerait pas d'appliquer des frais supplémentaires distincts liés au combustible et à la puissance.

Trans Mountain a indiqué qu'elle rejetait toutes les méthodes proposées par les autres parties parce que les hypothèses sur lesquelles elles sont fondées sont fausses. En particulier, Trans Mountain a indiqué que les autres méthodes débattues ne tenaient pas compte du nombre de produits transporté par Trans Mountain, et supposaient que les coûts en capital du pipeline variaient soit en fonction de la capacité soutenable, soit en fonction des différences dans le débit. De même, la société a fait remarquer que la plupart des autres méthodes étaient dans une certaine mesure arbitraires en ceci que les besoins en revenus doivent être classés comme étant liés ou non liés à la capacité.

Selon l'ASPIC, Husky, Murphy, Northridge, Saskatchewan Oil and Gas Corporation et la CCPA, l'Office ne devrait pas rendre de décision finale à ce moment-ci au sujet des méthodes de calcul des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité utilisée du réseau de Trans Mountain. Ces parties étaient en faveur du report de la décision de l'Office jusqu'à ce que l'étude<sup>1</sup> concernant PIL ait été réalisée, qu'on ait examiné plus amplement le cas de Trans Mountain ou qu'on ait tenu une audience générale, ou les trois.

### **Décision**

**Parmi les méthodes étudiées au cours de l'audience, l'Office juge que celle du demandeur est la plus valable puisqu'elle traite directement des coûts liés au transport des différents types d'hydrocarbures. Toutefois, l'Office est d'avis que la méthode de Trans Mountain comporte deux faiblesses:**

- i) les coûts en capital calculés par Trans Mountain relativement aux pipelines de remplacement comprennent les coûts des installations de réception, de livraison et de mise en réservoir. Par conséquent, l'application de la méthode se traduit par des frais supplémentaires ou des crédits qui sont fonction de acteurs (par exemple, la séparation des produits) qui n'affectent pas directement les coûts liés à la capacité; et**
  
- ii) la méthode utilise le pourcentage différentiel calculé en comparant les coûts en capital des pipelines de remplacement avec l'ensemble des droits applicables au pétrole brut léger, droits qui comprennent des éléments qui ne sont pas liés à la capacité.**

---

<sup>1</sup> Dans sa décision concernant PIL, l'Office a ordonné à PIL de présenter, au plus tard le 30 juin 1988, une étude sur les différentes méthodes de conception des droits visant à répartir la partie des besoins en revenus liée à la capacité parmi les divers produits transportés.

**L'Office croit que la méthode proposée par Trans Mountain devrait être modifiée de façon à éliminer les faiblesses susmentionnées. Par conséquent, il ordonne que les frais supplémentaires ou les crédits liés à la capacité utilisés pour le transport des hydrocarbures par le réseau de Trans Mountain soient établis de la façon suivante:**

- (1) en éliminant des coûts en capital prévus concernant les pipelines fictifs tous les coûts liés aux installations de réception, de livraison et de mise en réservoir;**
- (2) en calculant la différence en pourcentage des coûts en capital des pipelines fictifs ajustés d'après le numéro (1) ci-dessus en se servant des pipelines fictifs transportant le pétrole brut léger comme base;**
- (3) en déterminant le pourcentage du total des besoins en revenus liés à la capacité; et**
- (4) en multipliant les pourcentages établis aux numéros (2) et (3) ci-dessus pour calculer les frais supplémentaires ou les crédits liés à la capacité à prendre en compte dans les droits applicables au pétrole brut léger.**

**En ce qui a trait au numéro (3) ci-dessus, l'Office propose que la méthode la plus appropriée pour calculer la partie des besoins en revenus de Trans Mountain liée à la capacité est celle proposée par PIL, à la pièce B-28 de la dernière audience concernant ses droits (RH-4-86). Toutefois, l'Office est d'avis que cette méthode doit être modifiée en vue de classer les coûts liés au combustible et à la puissance à titre de coûts non liés à la capacité.**

**L'Office a utilisé la méthode révisée du numéro (3) et a établi des frais supplémentaires d'environ 5 % liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd d'après les besoins en revenus prévus par Trans Mountain pour 1990 et en supposant que la capacité est de 30 000 m<sup>3</sup>/j pour le transport du pétrole brut léger et lourd par les pipelines fictifs. Le calcul de ces frais figure à l'annexe ni des présents Motifs de décision. Comme l'indique la section 9.6.3 de la présente décision, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1989, Trans Mountain doit inclure**

**dans ses droits exigibles des frais supplémentaires de 5 % liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd.**

**En ce qui a trait aux produits raffinés et semi-raffinés, l'Office note que d'après la preuve produite par Trans Mountain, un pipeline fictif qui transporte ces produits aurait besoin d'une pompe de moins qu'un pipeline servant uniquement au passeport du pétrole brut léger. Même si d'après la méthode modifiée relative aux pipelines de remplacement, un crédit relatif à la capacité devrait être alloué pour les produits raffinés et semi raffinés, l'Office note que la différence dans les coûts en capital des deux pipelines fictifs serait faible et dans la marge d'erreur que comporte cette méthode. Par conséquent, l'Office juge approprié de ne pas allouer de crédit relatif à la capacité utilisée pour le transport des produits raffinés et semi-raffinés.**

**L'Office se préoccupé du fait qu'en ce qui a trait à l'établissement de la partie des besoins en revenus liés à la capacité, l'application de la méthode modifiée relative aux besoins en revenus de Trans Mountain au cours de l'année d'essai pourrait se traduire par l'établissement de frais supplémentaires ou de crédits liés à la capacité pouvant fluctuer beaucoup d'une année à l'autre. Par exemple, parce que les besoins en revenus de Trans Mountain reflètent la base des taux fortement dépréciée de la société, une augmentation de capital relativement faible de la composante liée ou non liée à la capacité peut se traduire par une importante variation du pourcentage des besoins en revenus de la société liés à la capacité.**

**L'Office note que les intervenants partagent les mêmes préoccupations; il invite Trans Mountain et les autres parties à proposer, à la prochaine audience concernant les droits, des méthodes pour atténuer ce problème. Une des solutions pourrait être de calculer les besoins en revenus présumés d'après les coûts en capital prévus relativement au transport du pétrole brut léger par un pipeline fictif et de calculer le pourcentage des coûts liés à la capacité d'après ces besoins en revenus.**

**L'Office note que plusieurs intervenants se sont dits favorables à ce qu'aucune décision ne soit rendue concernant la méthode de calcul des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité exigibles par Trans Mountain avant d'avoir examiné l'étude de PIL portant sur les méthodes de calcul des frais supplémentaires liés à la capacité, devant être déposée, devant l'Office au plus tard le 30 juin 1988. Comme il est indiqué à la section 9.6.3 de la présente décision, l'Office croit que l'application des frais supplémentaires ou des crédits**

liés à la capacité utilisée du réseau de Trans Mountain ne devrait pas être retardée. Néanmoins, Trans Mountain est tenue d'examiner les résultats de l'étude de PIL et de commenter, dans sa prochaine demande concernant ses droits, la question de savoir si les méthodes de calcul des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité approuvées en vertu des présents Motifs de décision devraient être modifiées.

### **9.6.3 Établissement du calendrier d'application des frais supplémentaires ou des crédits liés à la capacité**

Trans Mountain a proposé que les frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd soient appliqués dès que l'achèvement de l'agrandissement de l'étape 1, soit vraisemblablement le 1<sup>er</sup> janvier 1990. Au cours de l'audience, Trans Mountain a expliqué qu'elle proposait de retarder l'application des frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd jusqu'à la réalisation de l'agrandissement parce qu'actuellement, le niveau de service fourni aux expéditeurs du pétrole brut lourd et du pétrole brut léger n'est pas équivalent. La société a indiqué que l'espace pipelinier consacré aux expéditeurs de pétrole brut lourd est disproportionnée puisque ces expéditeurs limitent volontairement leurs engagements d'achat, ce qui élimine le besoin d'établir une répartition. Le demandeur a également fait remarquer que sa méthode relative aux pipelines de remplacement montre qu'avant la réalisation de l'agrandissement, aucun coût différentiel n'est engagé afin d'assurer la capacité pour le transport du pétrole brut lourd puisque, dans cette méthode, les frais supplémentaires liés à la capacité tendent vers zéro avant la réalisation de l'agrandissement de l'étape 1 ne sont appliqués.

Selon Impériale, Murphy et Shell, si l'Office exigeait l'application de frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd, cette application ne devrait pas entrer en vigueur avant la réalisation de l'agrandissement de l'étape 1.

Les lignes aériennes, Gulf, Petro-Canada et la CCPA étaient toutes en faveur de l'application de frais supplémentaires ou de crédits liés à la capacité avant la mise en service des installations de l'étape 1, même si Petro-Canada et la CCPA ont proposé que ces frais supplémentaires soient provisoires et que la question soit réétudiée ultérieurement.

#### **Décision**

**L'argument de Trans Mountain selon lequel les expéditeurs de pétrole brut lourd restreignent volontairement leurs engagements d'achat ne constitue pas une raison suffisante pour retarder l'application des frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd. L'Office note que les expéditeurs ne sont pas tenus de limiter leurs engagements d'achat et que, par conséquent, il n'est aucunement garanti que la répartition ne se produira pas avant la réalisation de l'agrandissement de l'étape 1.**

**L'application des frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd par le réseau de Trans Mountain ne devrait pas être retardée indûment. Toutefois, comme les droits exigibles en 1988 sont déjà en vigueur, l'Office croit qu'il ne serait pas opportun d'inclure, avant l'année d'essai 1988, les frais supplémentaires liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd dans les droits exigibles par Trans Mountain. Par conséquent, l'Office ordonne à Trans Mountain d'inclure dans ses droits, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1989, des frais supplémentaires de 5 % liés à la capacité utilisée pour le transport du pétrole brut lourd.**

## **9.7 Questions diverses relatives à la conception des droits**

### **9.7.1 Nombre d'hydrocarbure à distinguer dans les droits exigibles par Trans Mountain**

Selon Petro-Canada, les hydrocarbures devraient être groupés selon leurs caractéristiques d'écoulement, et des droits distincts devraient être appliqués à chaque classe d'hydrocarbures en vue de tenir compte de l'incidence de ces caractéristiques sur la capacité du réseau et sur les coûts d'exploitation. Par conséquent, Petro-Canada a suggéré d'augmenter le nombre de produits distingués dans la conception des droits de Trans Mountain pour tenir compte du fait que les produits énergétiques de Shell et de Petro-Canada sont distincts des autres produits raffinés. (Actuellement, Shell et Petro-Canada versent les droits applicables au pétrole brut léger pour leurs produits et, en plus, des frais supplémentaires relatifs aux installations spéciales.)

L'ASPIC s'est ralliée à la position de PetroCanada voulant que les produits énergétiques de Shell et de Petro-Canada soient traités dans des classes distinctes à des fins d'établissement des droits.

Trans Mountain a indiqué pouvoir être en mesure de classer de façon distincte les produits énergétiques de Shell et de Petro-Canada à des fins d'établissement des droits. Toutefois, la société était d'avis que la nécessité d'établir des classes additionnelles d'hydrocarbures n'avait pas été prouvée et elle s'est demandé si la démarche était productive.

#### **Décision**

**L'Office n'est pas convaincu de la nécessité d'augmenter dès maintenant le nombre de classes d'hydrocarbures prévu dans le tarif de Trans Mountain.**

### **9.7.2 Frais liés au chargement à Westridge**

Dans leur plaidoirie finale, les lignes aériennes ont noté que les frais de chargement de 25,1 cents le mètre cube à Westridge n'avaient pas fait l'objet d'un examen depuis longtemps. Par conséquent, elles ont proposé que ces frais soient examinés au cours de la prochaine audience concernant les droits de Trans Mountain.

**Décision**

**L'Office note la suggestion des lignes aériennes.**

# Chapitre 10

## Décision

---

Les chapitres précédents, de même que les ordonnances XO-1-88 et TO-4-88, constituent les Motifs de décision et la Décision de l'Office concernant la demande.

R. Priddle  
Membre président

W.G. Stewart  
Membre

A.B. Gilmour  
Membre

Ottawa, Canada  
Juillet 1988

# Annexe I

---

## ORDONNANCE XO-1-88

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

RELATIVE À une demande présentée aux termes de l'article 49 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) par Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain), en date du 21 septembre 1987, visant à obtenir une exemption de l'application des dispositions de certains articles de la Loi pour les installations qui s'ajouteraient à son réseau pipelinier; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1755-T4-25.

DEVANT

R. Priddle  
Membre président

W.G. Stewart                    le 18 juillet 1988  
Membre

A.B. Gilmour  
Membre

ATTENDU QUE, dans une demande datée du 21 septembre 1987, Trans Mountain a sollicité de l'Office, entre autres, des ordonnances aux termes de la Partie III de la Loi;

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve et les dépositions de Trans Mountain et de tous les intervenants, en ce qui a trait à la demande, au cours d'une audience publique tenue conformément à l'ordonnance OH-1-87, dans sa version modifiée;

ATTENDU QUE Trans Mountain a démontré que les installations pipelinières, de stockage et de pompage de l'étape 1 proposées sont nécessaires pour assurer le transport du pétrole brut et des produits raffinés sur son réseau;

ET ATTENDU QUE l'Office a jugé que les installations de l'étape 1 proposées seraient dans l'intérêt public;

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 49 de la Loi, les installations de l'étape 1, décrites à l'annexe "A" ci-jointe et formant partie intégrante de la présente ordonnance, sont exemptées de l'application des dispositions de l'alinéa 26(1)a), du paragraphe 26(2) et de l'article 27 de la Loi sous réserve des conditions suivantes.

1. Avant de commencer la construction, Trans Mountain doit:
  - (i) soumettre à l'approbation de l'Office les plans et la configuration définitifs des installations pipelinières, si ces plans et configuration diffèrent de ceux figurant dans la demande,

- (ii) fournir à l'Office un calendrier de construction détaillé, ou des calendriers, indiquant les principales activités de construction;
2. Avant de commencer la construction des trois réservoirs à toit bombé du terminal de Burnaby, Trans Mountain doit fournir à l'Office:
  - (i) les dessins et devis des réservoirs, des digues de retenue et des systèmes de récupération des vapeurs, et
  - (ii) une analyse quantitative particulière à chaque site montrant que les réservoirs sont conformes aux critères de résistance aux tremblements de terre de la norme n<sup>o</sup> 650 de l'API intitulée *Welded Steel Tanks for Oil Storage*, dans sa version la plus récente;
3. Trans Mountain doit prendre des dispositions pour que la construction et la mise en place des installations de l'étape 1, décrites à l'annexe "A", commence avant le 31 décembre 1989;
4. Durant la construction, Trans Mountain doit déposer:
  - (i) des rapports mensuels sur les coûts de construction, comprenant une ventilation, par emplacement et installation, des coûts supportés durant le mois, le pourcentage d'achèvement de chaque activité et une mise à jour des prévisions de courts pour l'achèvement du projet.
  - (ii) des rapports mensuels sur l'état d'avancement de la construction, et
  - (iii) des calendriers de construction mis à jour, si toute modification importante est apportée aux calendriers fournis conformément à la sous-section 1(ii);
5. Au cours de la construction des trois réservoirs à Burnaby, Trans Mountain doit déposer, deux fois par mois, des rapports sur les observations de la concentration des solides en suspension dans toutes les eaux rejetées du site du terminal. Si ces concentrations dépassent la limite de 10 à 20 parties par million, Trans Mountain doit également fournir une description des mesures atténuatrices utilisées pour réduire le niveau des solides en suspension, ainsi que des observations sur l'efficacité de ces mesures;
6. D'ici le 31 octobre 1988, Trans Mountain doit soumettre à l'Office et à toutes les parties intéressées à l'audience tenue conformément à l'ordonnance AO-1-OH-1-87 un manuel de planification des mesures d'urgence qui comprend les plans et procédures de Trans Mountain pour répondre à des urgences majeures aux terminaux de Burnaby et Westridge;
7. Avant de demander l'autorisation de mettre en service les trois nouveaux réservoirs de Burnaby, Trans Mountain doit présenter:
  - (i) un rapport détaillant ses procédures définitives d'élimination des liquides et boues de lavage, et
  - (ii) un rapport décrivant le programme de surveillance de la pollution atmosphérique qui sera financé par Trans Mountain et effectué par une partie indépendante;

8. Trans Mountain doit, dans toute la mesure du possible, fixer le calendrier des opérations au terminal de Burnaby de sorte que les pétroles bruts les plus malodorants soient stockés seulement dans les réservoirs munis de systèmes de récupération des vapeurs;
9. Au cours de l'exploitation des trois nouveaux réservoirs à Burnaby, Trans Mountain doit, sauf indication contraire de l'Office, présenter semestriellement:
  - (i) un résumé des résultats de son programme de surveillance de la pollution atmosphérique, y compris des renseignements sur les niveaux de H<sub>2</sub>S et de mercaptan aux terminaux de Burnaby et de Westridge; et
  - (ii) un résumé des résultats de la surveillance du niveau de bruit au terminal de Burnaby. La surveillance doit être faite conformément aux exigences de la norme de l'ACNOR n<sup>o</sup> Z107.53-M1982 intitulée *Procedure for Performing a Survey of Sound Due to Industrial, Institutional, or Commercial Activities*;
10.
  - (i) Trans Mountain doit déposer auprès de l'Office un rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction dans les six mois suivant la date à laquelle l'Office a autorisé la mise en service de la dernière des installations de l'étape 1;
  - (ii) Le rapport visé par le paragraphe 10(i) doit énoncer les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date de dépôt du rapport et doit:
    - a) indiquer les questions réglées et celles qui sont demeurées en suspens; et
    - b) décrire les mesures que Trans Mountain entend prendre pour régler les questions en suspens;
  - (iii) Trans Mountain doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre suivant chacune des deux premières saisons complètes de culture, après le dépôt du rapport visé par le paragraphe 10(i),
    - a) une liste des questions environnementales qui, comme l'indique le rapport mentionné à la sous-section 10(i), sont toujours en suspens et de celles qui se sont posées depuis le dépôt du rapport, et
    - b) une description des mesures que Trans Mountain entend prendre pour régler toute question environnementale en suspens.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

P.J.: Annexe "A"

## ANNEXE "A"

### DEMANDE DE TRANS MOUNTAIN PRÉSENTÉE EN VERTU DE L'ARTICLE 49

#### INSTALLATIONS DE L'ÉTAPE 1

	<b>Dépenses prévues</b>
Addition d'une pompe de 1 120 kW et remplacement de trois pompes, Edmonton	1 609 000
Deux réservoirs de 31 700 m <sup>3</sup> , Edmonton	12 201 400
Pompes auxiliaires, canalisations d'amendée, sections et collecteurs de comptage, Edmonton	3 939 700
Addition d'une pompe de 1 120 kW et remplacement de deux pompes, Gainford	518 100
Nouvelle station de pompage munie de trois pompes de 1 120 kW, Niton	5 428 600
Remplacement de trois pompes, Edson	562 900
Addition d'une unité diesel, Jasper	2 725 200
Nouvelle station de pompage munie de trois pompes de 1 120 kW, Albreda	6 297 000
Nouvelle résidence, Blue River	179 200
Addition d'une pompe de 1 120 kW, remplacement d'une pompe et automatisation d'une station, Darfield	4 778 700
Remplacement d'un moteur de 1 120 kW par un moteur de 1 500 kW, et remplacement d'une pompe, Kamloops	719 600
Addition d'une pompe de 1 500 kW et remplacement de deux pompes, Sumas	1 372 500
Trois réservoirs de 23 700 m <sup>3</sup> munis d'un système de récupération des vapeurs, Burnaby	16 062 200
Connexions de collecteurs, Burnaby	<u>508 400</u>
<b>TOTAL</b>	<b>56 902 500\$</b>

# Annexe II

---

## ORDONNANCE TO-4-88

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

RELATIVE À une demande présentée par Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain), en date du 21 septembre 1987, visant à obtenir des ordonnances en vertu de la Partie IV de la Loi; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1755-T4-25.

DEVANT

R. Priddle  
Membre président

W.G. Stewart                    le 18 juillet 1988  
Membre

A.B. Gilmour  
Membre

ATTENDU QUE, dans une demande datée du 21 septembre 1987, Trans Mountain a sollicité de l'Office, entre autres, des ordonnances aux termes de la Partie IV de la Loi;

ATTENDU QUE l'Office a entendu la preuve et les dépositions de Trans Mountain et de tous les intervenants, en ce qui a trait à la demande, au cours d'une audience publique tenue conformément à l'ordonnance OH-1-87, dans sa version modifiée;

ET ATTENDU QUE les décisions de l'Office concernant les questions de la Partie IV sont énoncées dans ses Motifs de décision datés de juillet 1988 et dans la présente ordonnance;

IL EST ORDONNÉ QUE

1. Trans Mountain
  - a) modifie la conception de ses droits actuels approuvés pour qu'elle soit conforme aux décisions décrites dans les Motifs de décision OH-1-87, en date de juillet 1988;
  - b) applique, à des fins de comptabilité et d'établissement des droits et des tarifs, des procédures qui sont conformes à la décision de l'Office décrite dans les Motifs de décision OH-1-87, en date de juillet 1988; et
  - c) dépose, dans sa demande relative aux droits applicables au cours de l'année d'essai 1989, de nouveaux droits, exigibles à compter du 1<sup>er</sup> janvier 1989, qui soient conformes aux décisions relatives à la conception des droits indiquées au paragraphe 1(a); et
2. Les dispositions ou toute partie des dispositions des tarifs et des droits de Trans Mountain qui ne sont pas conformes aux Motifs de décision OH-1-87 ou à la présente ordonnance de l'Office sont annulées après le 31 décembre 1988.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE  
Le Secrétaire,

J.S. Klenavic

## Annexe III

### Illustration des méthodes de calcul des frais supplémentaires et des crédits liés à la capacité

La présente annexe illustre la démarche fondée sur les pipelines fictifs avancée par Trans Mountain (tableau a1-1) et la démarche fondée sur les pipelines fictifs adoptée par l'Office à l'égard de Trans Mountain (tableau a1-2). Dans les deux cas, les frais supplémentaires sont calculés pour le pétrole brut lourd.

**Tableau a3-1**  
**Illustration de la méthode de TransMountain fondée sur les pipelines fictifs pour le calcul des frais supplémentaires relatifs au pétrole brut lourd**

Poste	Pétrole brut lourd 2 catégories	Pétrole brut léger 11 catégories
	(en milliers de dollars)	
1. Coûts des servitudes	30 230	30 230
2. Construction pipelinrière		
a) Matériel	211 987	208 212
b) Construction	369 985	353 456
c) Administration, génie, frais généraux	110 798	108 102
3. Parc de réservoirs, Edmonton	17 450	32 080
4. Installation de comptage, Edmonton	2 500	4 250
5. Pompes auxiliaires et collecteur de distribution, Edmonton	2 250	3 500
6. Coûts fonciers et aménagement du site, Edmonton	12 800	18 800
7. Parc de réservoirs, Burnaby	25 200	22 575
8. Installation de comptage, Burnaby	2 750	2 800
9. Pompe auxiliaire et collecteur, Burnaby	2 250	1 700
10. Coûts fonciers et aménagement du site, Burnaby	20 000	20 000
11. Coûts des stations	79 600	30 950
12. Frais d'administration et d'entretien	5 600	5 600
<b>Total estimatif des coûts</b>	<b>893 400 \$</b>	<b>842 255 \$</b>

Frais supplémentaires relatifs à la capacité =  

$$\frac{893\,400\ \$ - 842\,255\ \$}{842\,255\ \$} \times 100 = 6,1\ \%$$

(Pièce B-1, p.7-20)

**Tableau a3-2**  
**Illustration de la méthode modifiée de l'ONE fondée sur les pipelines fictifs pour le calcul des frais supplémentaires relatifs au pétrole brut lourd**

**Étape 1**

Estimer le coût en capital des pipelines fictifs, moins tous les coûts associés aux installations de réception, de livraison et de mise en réservoir.

Poste	Pétrole brut lourd 2 catégories	Pétrole brut léger 11 catégories
	(en milliers de dollars)	
1. Coûts des servitudes	30 230	30 230
2. Construction pipelinière		
a) Matériel	211 987	208 212
b) Construction	369 985	353 456
c) Administration, génie, frais généraux	110 798	108 102
3. Coûts des stations	79 600	30 950
4. Frais d'administration et d'entretien	5 600	5 600
<b>Total estimatif des coûts</b>	<b>808 200 \$</b>	<b>736 550 \$</b>

**Étape 2**

À l'aide du pipeline fictif consacré au transport du pétrole brut léger, calculer la différence en pourcentage dans les coûts en capital des pipelines fictifs.

$$\frac{808\,200\ \$ - 736\,550\ \$}{736\,550\ \$} \times 100 = 9,7\ \%$$

**Étape 3**

Calculer la partie liée à la capacité des besoins en revenus et l'exprimer comme un pourcentage de la totalité des besoins en revenus. (Nota: les chiffres des besoins en revenus, exprimés en millions de dollars, sont tirés de la pièce B-8, page 41-5, Démarche 1, scénario "Do Nothing").

a. Besoins en revenus liés à la capacité	33,3
b. Moins le combustible et la puissance	(3,2)
c. Besoins en revenus liés à la capacité moins le combustible et la puissance	<u>30,1</u>
d. Totalité des besoins en revenus	59,6
e. Besoins en revenus liés à la capacité, moins le combustible et la puissance, comme pourcentage de la totalité des besoins en revenus	50,5 %
= (30,1/59,6) x 100 =	

### **Étape 3**

Multiplier les pourcentages calculés aux étapes (2) et (3) afin de déterminer les frais supplémentaires liés à la capacité pour le transport du pétrole brut lourd:  $9,7 \% \times 50,5 \% = 4,9 \%$ .