



Office national de l'énergie

Motifs de décision

**Trans Mountain Pipe Line
Company Ltd.**

OHW-1-93

Avril 1994

Installations

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

Demande du 29 octobre 1993 visant la
deuxième étape du projet d'agrandissement

OHW-1-93

Avril 1994

© Ministre des Travaux publics et des Services
gouvernementaux Canada 1994

N° de cat. NE22-1/1994-5F
ISBN 0-662-99035-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues
officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

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

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Minister of Public Works and Government Services
Canada 1994

Cat. No. NE22-1/1994-5E
ISBN 0-662-21573-7

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Tableaux	ii
Figures	ii
Annexes	ii
Abréviations	iii
Exposé et comparutions	v
1. Demande	1
2. Questions préalables	2
3. Offre	6
3.1 Offre de pétrole brut et d'équivalent de l'Ouest canadien	6
3.2 Offre de liquides de gaz naturel de l'Ouest canadien	7
3.3 Disponibilité de pétrole brut léger acide	8
3.4 Offre de pétrole brut du versant nord de l'Alaska et de la Californie	8
4. Marchés	11
4.1 Demande de pétrole brut et d'équivalents de l'Ouest canadien	11
4.2 Marchés pour la production supplémentaire de pétrole brut et d'équivalents	12
5. Installations	16
6. Préavis public et questions foncières	18
6.1 Préavis public	18
6.2 Questions foncières	18
7. Questions environnementales	20
7.1 Processus d'évaluation	20
7.2 Installations pipelinières	20
7.2.1 Bruit	20
7.2.2 Sol et végétation	20
7.2.3 Émissions fugitives	21
7.2.4 Hydrologie	21
7.2.5 Consommation accrue d'électricité	21
7.3 Opinions des parties intéressées	22
8. Questions financières et conception des droits	24
8.1 Questions financières	24
8.2 Méthodologie de conception des droits et incidence sur les droits en vigueur	24
9. Dispositif	26

Tableaux

4-1	L'utilisation prévue de pétrole brut canadien	11
4-2	Prévision de la demande de Trans Mountain,1995-1999	13

Figures

3-1	Offre et livraison de pétrole brut et d'équivalent de l'Ouest canadien	8
3-2	Prévisions relatives à l'offre de pétrole brut d'Alaska et de Californie	9

Annexes

I	Liste des questions à l'étude	27
II	Ordonnance XO-T4-15-94	28

Abréviations

AEC	Alberta Energy Company
Amoco	Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée, la
ACPP	Association canadienne des producteurs de pétrole
b/j	barils par jour
C.-B.	Colombie-Britannique
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
CERA	Cambridge Energy Research Associates
CERI	Canadian Energy Research Institute
Chevron	Chevron Canada Limited
dB	décibel(s)
dB(A)	décibel(s) A
Décret sur le PÉÉE	Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement
ERCB	(Alberta) Energy Resources Conservation Board
ERCB 94-B	prévision de l'offre de pétrole brut publiée par l'ERCB en janvier 1994 et intitulée «ERCB 94-B Alberta Oil Supply 1994-2005 Update»
Gibson	Gibson Petroleum Company Limited
Gulf	Les Ressources Gulf Canada Limitée
Huit expéditeurs, les	groupe de sociétés comprenant la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée, Les Produits Gulf Canada Limitée, Husky Oil Limited, La Compagnie pétrolière impériale Limitée, Mobil Oil Canada, PanCanadian Petroleum Limited, Petro-Canada et Shell Canada Limitée
IPL	Compagnie Pipeline Interprovincial Inc.
KerMor	KerMor Trading Company Ltd.
km	kilomètre(s)
kW	kilowatt(s)

kVa	kilovolt(s)-ampère(s)
LGN	liquides de gaz naturel
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³	mètre(s) cube(s)
m ³ /j	mètres cubes par jour
Norcen	Norcen Energy Resources Limited
ONÉ ou l'Office	Office national de l'énergie
PanCanadian	PanCanadian Petroleum Limited
Patrimoine canadien	ministère du Patrimoine canadien, région de l'Alberta
PEEJ	Programme d'efficacité énergétique de Jasper
PIRA	Petroleum Industry Research Associates
PNJ	Parc national de Jasper, Parcs Canada
PPE	Plan de protection de l'environnement
PFUDC	provision pour les fonds utilisés durant la construction
Prairies	Alberta, Saskatchewan et Manitoba
Quatre expéditeurs, les	groupe de sociétés comprenant Shell Canada Limitée, La Compagnie pétrolière impériale Limitée, Chevron Canada Limited et Petro-Canada
Shell	Shell Canada Limitée
Texaco	Texaco Trading and Transportation Inc.
TMPL, la société, la demanderesse	Trans Mountain Pipe Line Ltd.
Tosco	Tosco Refining Co.
T.N.-O.	Territoires du Nord-Ouest
\$ U.S.	dollars américains
VNA	versant nord de l'Alaska
WTI	West Texas Intermediate, pétrole brut léger non sulfuré

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande que Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a présentée le 29 octobre 1993 afin d'obtenir, aux termes de l'article 58 de la Loi, une ordonnance en vertu de laquelle certaines modifications et installations que Trans Mountain propose d'ajouter à son réseau pipelinier et qui constituent la deuxième étape du projet d'agrandissement, seraient soustraites aux dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi, demande déposée auprès de l'Office sous le numéro 3400-T004-36; et

CONFORMÉMENT À la version modifiée de l'ordonnance OHW-1-93 de l'Office national de l'énergie énonçant les instructions relatives à la procédure.

INSTRUITE par voie de mémoires.

DEVANT :

J.-G. Fredette	Membre président
A. Côté-Verhaaf	Membre
R.L. Andrew	Membre

COMPARUTIONS :

Association canadienne des producteurs de pétrole
Chevron Canada Limited
Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
Compagnie pétrolière impériale Limitée, La
Gibson Petroleum Company Limited
Les Ressources Gulf Canada Limitée
Jasper Environmental Association
KerMor Trading Company Ltd.
Norcen Energy Resources Limited
PanCanadian Petroleum Limited
Parcs Canada (Patrimoine canadien)
Petro-Canada
Shell Canada Limitée
Shell Oil Company
Texaco Trading and Transportation Inc.

Chapitre 1

Demande

Le 29 octobre 1993, Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. («TMPL», «la société» ou «la demanderesse») a déposé une demande auprès de l'Office national de l'énergie («l'ONÉ» ou «l'Office»), en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* («la Loi»), afin d'obtenir une ordonnance soustrayant la construction et la modification de certaines installations pipelinières à l'application des articles 30, 31 et 47 de la Loi. Le 2 décembre 1993, l'Office a diffusé une lettre indiquant sa décision de mener une audience par voie de mémoires. Il a ensuite délivré l'ordonnance d'audience OHW-1-93 datée du 20 décembre 1993, qui énonce les instructions pertinentes relatives à la procédure.

TMPL possède et exploite un pipeline qui sert au transport du pétrole entre des points de réception situés en Alberta et en Colombie-Britannique et des points de livraison situés en Colombie-Britannique, principalement des raffineries et des terminaux commerciaux de la région de Vancouver. Les autres points de livraison sont le terminal maritime de Westridge, situé sur la côte à l'extrémité ouest du pipeline de TMPL, et un point de raccordement, situé sur la frontière internationale, avec le réseau pipelinier que possède et exploite la Trans Mountain Oil Pipeline Corporation, une filiale à part entière de TMPL qui est en mesure de livrer le pétrole canadien à quatre raffineries situées dans l'État de Washington. Le pipeline est utilisé pour acheminer régulièrement du pétrole partiellement raffiné d'Edmonton à Burnaby et du pétrole raffiné d'Edmonton à Kamloops et à Burnaby.

Le projet d'agrandissement vise à accroître d'environ 6,000 m³/j (37,700 b/j) la capacité soutenable du réseau pipelinier de TMPL. Les installations visées par la demande sont décrites plus en détail au chapitre 5, «Installations».

Dans sa demande, TMPL a proposé que les droits applicables aux installations projetées soient calculés selon la méthode de péréquation. D'après les estimations de la société, le projet d'agrandissement coûtera environ 27,4 millions de dollars.

Chapitre 2

Questions préalables

Au préalable, l'Office examinera la question soulevée dans le cadre de l'audience au sujet des rôles du parc national de Jasper («PNJ») de Parcs Canada en tant qu'intervenant et de la désignation subséquente de ministère responsable en vertu du *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* («Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE»). Parcs Canada est un programme relevant du ministère de Patrimoine canadien, et il administre le PNJ. La question préalable soulevée consiste à savoir si l'Office, dans les circonstances de l'espèce et en qualité de ministère responsable, devrait mener les examens environnementaux prévus au Décret sur les lignes directrice visant le PÉEE de concert avec le PNJ. Nous présentons ci-après un examen des événements qui ont mené à l'examen de cette question.

Le 20 décembre 1993, l'Office a diffusé l'ordonnance d'audience OHW-1-93 stipulant les exigences en matière de dépôt de documents ainsi que les instructions relatives à la procédure pour l'audience, y compris les instructions touchant l'examen environnemental prévu au Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Dans la version modifiée de l'annexe IV de cette ordonnance, on trouve le calendrier des activités établi pour l'audience. Les échéances ayant un intérêt particulier pour la question à l'étude sont les suivantes :

<u>DOCUMENTS</u>	<u>DATE DE DÉPÔT ET DE SIGNIFICATION</u>
Interventions (dépôt)	5 janvier 1994
Liste des parties intéressées (diffusion par l'Office)	7 janvier 1994
Demandes d'information des intervenants à la demanderesse	21 janvier 1994
Lettres de commentaires et mémoires des intervenants	4 janvier 1994
Commentaires écrits aux fins de l'évaluation initiale menée par l'Office en vertu du <i>Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement</i>	4 février 1994
Arguments écrits définitifs des intervenants	11 mars 1994

Le 5 janvier 1994, le PNJ a écrit à l'Office pour demander le statut d'intervenant à l'audience OHW-1-93. Le 7 janvier 1994, le PNJ a été inscrit sur la liste publiée des intervenants. L'Office lui a donc accordé le statut demandé.

L'Office a ensuite reçu deux lettres du PNJ, toutes deux datées du 2 février 1993. Dans sa première lettre, le PNJ fait part de ses commentaires sur les installations visées par la demande devant être construites dans les limites du parc national de Jasper. Il était notamment préoccupé par la demande accrue d'électricité et le contenu de l'énoncé sur les répercussions environnementales déposé par la demanderesse. Il a également demandé que TMPL mène une vérification énergétique et procède à une nouvelle évaluation des répercussions environnementales.

La deuxième lettre datée du 2 février 1994 que l'Office a reçue était intitulée «Intervention du parc national de Jasper de Parcs Canada». Dans ce document, le PNJ demandait, semble-t-il, d'«intervenir» officiellement dans le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement amorcé par l'Office. Aucune mention n'est faite à cette lettre à l'effet que le PNJ se considérait comme étant un ministère responsable au sens du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Au contraire, il semblait que le PNJ suivait le processus établi en vertu de l'annexe IV de l'ordonnance d'audience et faisait part de ses commentaires écrits concernant les préoccupations dont l'Office devrait tenir compte dans le cadre de l'évaluation initiale prévue au Décret.

Par la suite, l'Office a reçu une autre lettre du PNS, datée du 2 mars 1994. Le PNJ a déposé un document intitulé «Réponse du parc national de Jasper de Parcs Canada à la demande de renseignements n° 3 de TMPL». Même si TMPL n'avait adressé aucune demande d'information au PNJ, ce dernier a saisi l'occasion pour informer l'Office de ses autres préoccupations au sujet des installations visées par la demande situées dans les limites du parc. Sur ce point, citons l'énoncé suivant du PNJ que l'on retrouve à la page 2 :
[traduction] :

«En vertu de l'article 12(f) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, nous estimons que les effets néfastes que la proposition peut avoir sur l'environnement sont inacceptables et que, par conséquent, la proposition doit être soit annulée, soit modifiée et soumise à un nouvel examen ou évaluation initiale.

Le 11 mars 1994, le PNJ a déposé sa plaidoirie écrite finale, conformément à l'ordonnance d'audience OHW-1-93. Une fois encore, la principale préoccupation soulevée était la repercussion, sur les collectivités situées dans les limites du parc national de Jasper, de la consommation accrue d'électricité découlant de la demande supplémentaire d'électricité. De plus, le PNJ a réitéré son intention d'intervenir dans le cadre du processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement. Au deuxième paragraphe de sa plaidoirie écrite finale, le PNJ avance ce qui suit :
[traduction]

«Parcs Canada souhaite intervenir dans le cadre du processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement de ce projet afin que nos préoccupations relatives à la consommation d'électricité soient examinées et atténuées.

En vertu de l'article 12(f) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, nous estimons que les effets néfastes que la proposition peut avoir sur l'environnement de ce projet sont inacceptables et que, par conséquent, la proposition doit être soit annulée, soit modifiée et soumise à un nouvel examen ou évaluation initiale.

Le 11 mars 1994, le PNJ a également déposé auprès de l'Office une lettre informant qu'il se considérait comme un ministère responsable tel que ce terme est défini et utilisé dans le Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Nonobstant l'occasion que le PNJ avait eue antérieurement de commenter sur le processus d'examen prévu au Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE, c'était la première fois que les parties intéressées étaient informées du fait que le PNJ assumait un rôle autre que celui d'intervenant. Selon le PNJ, l'effet de cette détermination était d'imposer un partage des responsabilités entre l'Office et le PNJ aux fins de l'exécution de l'examen environnemental prévu au Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE.

Par la suite, TMPL a fait part à l'Office de ses préoccupations concernant le double rôle manifeste que le PNJ jouerait s'il était autorisé à participer au processus d'examen en qualité de ministère responsable. Selon TMPL, le PNJ ne pouvait mener une évaluation environnementale puisqu'il avait adopté un rôle de défenseur d'intérêts particuliers en tant qu'intervenant. TMPL a souligné notamment que le PNJ avait inclus dans sa plaidoirie finale des énoncés concluants relativement à l'article 12(f) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Par conséquent, TMPL a fait valoir que le PNJ avait préjugé des résultats de l'examen environnemental et qu'il serait alors inapproprié qu'il participe au processus d'examen en qualité de ministère responsable.

Enfin, dans une lettre datée du 24 mars 1994, le ministère du Patrimoine canadien, région de l'Alberta, («Patrimoine canadien») a clarifié la mention faite par Parcs Canada de l'article 12(f) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE tel qu'il est énoncé dans la plaidoirie finale du PNJ. Même si cette lettre a été déposée après l'instruction de la preuve, Patrimoine canadien a clarifié les commentaires particuliers qu'on trouve dans la plaidoirie déposée par le PNJ. En dépit des arguments avancés, Parcs Canada a affirmé que le PNJ n'avait pas encore examiné les installations visées par la demande de TMPL et situées dans les limites du parc national de Jasper ni statué en vertu de l'article 12(f) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Patrimoine Canada a laissé entendre également que l'Office et Parcs Canada devraient établir conjointement le mandat pour l'examen environnemental requis. De l'avis de Parcs Canada, ceci permettrait que la décision prise en vertu de l'article 12(f) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE soit alors approuvée à la fois par l'ONÉ et Parcs Canada.

Opinions de l'Office

Le rôle de tribunal quasi-judiciaire conféré à l'Office par la *Loi sur l'Office national de l'énergie* oblige ce dernier à traiter toutes les demandes en faisant preuve d'équité procédurale. Le PNJ a demandé et reçu le statut d'intervenant à la présente audience. Il a fait valoir que la proposition, dans la mesure où elle visait le parc national de Jasper, était inacceptable aux termes de l'article 12(f) du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. Par la suite, et après avoir suivi le processus prévu en qualité d'intervenant, il a informé l'Office qu'il était un ministère responsable en vertu du Décret. Comme cette désignation s'est faite à une étape tardive du processus, l'Office est préoccupé par le retard dont pourraient souffrir les autres parties intéressées si, à ce moment-ci, l'Office décidait de mener un examen environnemental de concert avec le PNJ. De plus, l'Office se demande comment il pourrait garantir l'équité procédurale s'il agissait de concert avec un intervenant qui a fait valoir ses points de vue sur les questions devant être tranchées dans le cadre du processus d'examen.

L'Office fait remarquer que le Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE a pour objectif politique de réduire le dédoublement des examens que doivent mener les ministères responsables. Cependant, étant donné les exigences en matière d'équité procédurale, l'Office juge que le double emploi, s'il doit se produire dans le cas présent, est inévitable.

Par conséquent, l'Office a conclu qu'il serait inapproprié de mener de concert avec le PNJ tout examen prévu au Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE. L'Office a mené un examen environnemental du projet en vertu de ce dernier, conformément à son mandat d'organisme de réglementation. Il a tenu compte de tous les commentaires écrits transmis par les parties, y compris le PNJ, conformément à l'annexe IV de l'ordonnance d'audience OHW-1-93.

L'Office reconnaît que le PNJ peut encore être appelé à remplir les obligations qui peuvent lui être imposées aux termes du Décret sur les lignes directrices visant le PÉEE conformément à son propre mandat, ce qui inclue le pouvoir de délivrer des permis.

Chapitre 3

Offre

3.1 Offre de pétrole brut et d'équivalent de l'Ouest canadien

La demande de TMPL est fondée sur une prévision établie à son intention par Purvin et Gertz et redressée en fonction du document intitulé «ERCB 94-B Alberta Oil Supply 1994-1999 Update» («ERCB 94-B») publié par l'Alberta Energy Resources Conservation Board («ERCB») en janvier 1994, ainsi que sur une prévision mise à jour de l'offre de pétrole brut émanant du gouvernement de la Colombie-Britannique. La prévision de Purvin et Gertz a été extraite d'un rapport intitulé «Western Canadian Crude Oil and Pipeline Capacity Alternatives» qui a été préparé par Purvin et Gertz pour TMPL, la Compagnie Pipeline Interprovincial Inc. («IPL»), Alberta Energy Company («ANG») et la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée («Amoco»). Ce rapport contenait des prévisions de l'offre de brut canadien et d'équivalent selon trois scénarios : référence, bas et élevé. Dans son analyse, la firme-conseil Purvin et Gertz s'est inspirée des prévisions de l'offre établies par l'industrie et le gouvernement qui existaient au début de 1993 et s'est fondée également sur sa propre estimation de l'offre de pétrole brut. Aucune hypothèse n'a été avancée concernant les prix. TMPL a d'abord fondé sa demande sur la prévision du scénario de référence, mais elle a fait remarquer qu'il s'agissait peut-être d'une estimation prudente de la production future.

En janvier 1994, l'ERCB a diffusé le rapport ERCB 94-B qui présentait une prévision de l'offre de pétrole brut albertain jusqu'à l'an 2005. Cette projection était de modérée à élevée, selon le niveau prévu de l'activité de forage, et elle décrivait un scénario de référence se situant dans cette fourchette. On tenait pour acquis que le prix moyen du brut de référence West Texas Intermediate («WTI») se situerait entre 18 et 22 \$ U.S. le baril pendant la période visée. L'ERCB a reconnu que le prix actuel du brut est de 18 \$ U.S. le baril, mais, à son avis, il s'agit d'une situation temporaire qui ne touchera pas l'activité de l'industrie au cours des prochaines années. La prévision de l'offre de pétrole brut pour la Colombie-Britannique a été mise à jour dans une note de service gouvernementale datée d'octobre 1993, laquelle présentait une prévision de cinq ans de l'offre de pétrole brut. Quand l'Office lui a demandé une analyse de la prévision à jour de l'offre de pétrole brut, TMPL a fourni une prévision modifiée en fonction du scénario de référence prévu extrait du rapport ERCB 94-B et de la prévision du gouvernement de la Colombie-Britannique d'octobre 1993. Selon la prévision révisée, l'offre de pétrole brut prévue par TMPL était supérieure en moyenne de 19 700 m³/j (123 900 b/j) à celle du scénario de référence de Purvin et Gertz pour la période de 1994 à 2000.

Dans son mémoire, l'Association canadienne des producteurs de pétrole («ACPP») a présenté deux prévisions de l'offre de pétrole brut, une première identique à celle qu'elle avait présentée à l'audience relative à l'agrandissement du réseau d'IPL (OH-1-93) et une autre révisée en fonction du scénario prévu décrit dans le rapport ERCB 94-B. Selon la prévision révisée de l'ACPP, l'offre totale de pétrole brut de l'Ouest canadien entre 1994 et 2000 sera supérieure en moyenne de 23 700 m³/j (149 100 b/j) à l'estimation présentée par l'ACPP à l'audience OH-1-93, avec un redressement à la hausse maximum de 29 900 m³/j (188 100 b/j) en 1999 et 2000. Quand on lui a demandé de commenter l'incidence du maintien du prix du pétrole à 15 \$ U.S. le baril pendant la période visée, l'ACPP a répondu que sa prévision n'était fondée sur aucune hypothèse explicite quant au prix du

pétrole brut et que la faiblesse actuelle des prix n'aurait aucune incidence importante sur sa prévision. La Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta («CCPA») et Les Ressources Gulf Canada Limitée («Gulf») ont convenu avec l'ACPP que le scénario prévu du rapport ERCB 94-B constituait une évaluation raisonnable de la production future de pétrole brut de l'Ouest canadien. La CCPA a également souligné que les prévisions historiques ont sous-estimé l'offre de pétrole brut et que la production future pourrait excéder l'estimation du scénario prévu. Gulf a fait valoir que la fourchette de prix utilisée par l'ERCB pour ses prévisions était raisonnable à la lumière des données historiques et, selon elle, aucun rajustement ne s'imposait en fonction de la faiblesse actuelle des prix du pétrole brut.

Les quatre expéditeurs¹ n'ont pas établi leur propre prévision de l'offre; ils ont utilisé et modifié la prévision déposée par l'ACPP, laquelle s'est inspirée du scénario prévu du rapport ERCB 94-B. Après avoir examiné ce rapport, ils ont décidé de ne pas utiliser ce scénario prévu concernant l'offre de pétrole brut albertain. Ils ont soutenu qu'une fourchette de prix allant de 18 à 22 \$ U.S. le baril était optimiste étant donné que le prix du WTI était inférieur à 18 \$ U.S. depuis septembre 1993 et qu'à long terme, les prix demeuraient probablement bas. Ils ont également fait valoir qu'il existe un rapport entre l'offre et le prix du pétrole brut et, à la lumière de leurs prévisions à long terme quant aux prix du pétrole brut, ils estimaient que l'extrémité supérieure de la fourchette de prix de l'ERCB était optimiste. Par conséquent, sans nécessairement avaliser la méthodologie ou les hypothèses de ce dernier, ils ont conclu que le scénario modéré du rapport ERCB 94-B donnait une bonne approximation tenant compte de la faiblesse des prix du pétrole brut et qu'il concordait davantage avec les perspectives de baisse des mondiaux du pétrole brut. La prévision initiale de TMPL (scénario de référence de Purvin et Gertz), la prévision de TMPL révisée en fonction du scénario prévu du rapport ERCB 94-B, la prévision de l'ACPP rajustée en fonction du scénario prévu de l'ERCB ainsi que la prévision de l'ACPP révisée en fonction du scénario modéré de l'ERCB sont présentées à la figure 3-1.

3.2 Offre de liquides de gaz naturel de l'Ouest canadien

Dans sa demande, TMPL a indiqué qu'outre la hausse prévue de l'offre de pétrole brut et d'équivalent, l'industrie prévoyait une augmentation d'environ 3 200 m³/j (20 200 b/j) de l'offre de liquides de gaz naturel («LGN») extraits du gaz naturel. L'ACPP a affirmé qu'elle n'avait inclus les LGN dans aucune de ses prévisions, mais elle a indiqué qu'à l'audience OH-1-93, les huit expéditeurs² ont prévu un accroissement de la production de LGN d'environ 4 000 à 6 000 m³/j (25 200 à 37 800 b/j). Les autres intervenants n'ont fait aucun commentaire sur cette question.

¹ L'expression «quatre expéditeurs» désigne un groupe de sociétés formé de Shell Canada Limitée, Petro-Canada, la Compagnie pétrolière impériale Limitée et Chevron Canada Limited. Ce sont tous des producteurs, des raffineurs et des expéditeurs d'hydrocarbures importants utilisant le réseau de TMPL. En effet, ils représentent environ 67 pour cent des volumes expédiés par le réseau en 1993.

² L'expression «huit expéditeurs» désigne un groupe de sociétés formé de la Compagnie des Pétroles Amoco Canada Limitée, Les Produits Gulf Canada Limitée, Husky Oil Limited, Mobil Oil Canada, PanCanadian Petroleum Limited, Petro-Canada et Shell Canada Limitée qui sont intervenues collectivement à l'audience OH-1-93 concernant le projet d'agrandissement du réseau d'IPL.

3.3 Disponibilité de pétrole brut léger acide

Nonobstant les prévisions relatives à la productibilité de pétrole brut et d'équivalent, TMPL a affirmé que l'offre de brut léger acide à Edmonton croîtra en raison de la séparation prévue de ce brut sur les réseaux pipeliniers de Peace et Bonnie Glen-Rangeland, et en raison également des projets que la société mène de concert avec Bonnie Glen Pipeline et Gibson Petroleum Company Limited («Gibson»). Selon les estimations de TMPL, le volume de brut léger acide offert à Edmonton passera de 9 500 m³/j (59 800 b/j) en 1993 à un sommet de 15 500 m³/j (97 600 b/j) en 1995 pour glisser à 14 700 m³/j (92 600 b/j) d'ici l'an 2000. L'analyse faite par TMPL de la disponibilité de pétrole brut léger acide n'a pas été contestée par les intervenants.

Figure 3-1

Offre et livraison de pétrole brut et d'équivalent de l'Ouest canadien

3.4 Offre de pétrole brut du versant nord de l'Alaska et de la Californie

À l'appui de sa demande, TMPL a prévu une diminution de l'offre de pétrole brut en provenance de l'Alaska et de la Californie. En réponse à une demande de renseignements de la part des quatre expéditeurs, TMPL a révisé à la hausse sa prévision de la production de l'Alaska à partir des renseignements contenus dans le livre sur les sources de revenu de l'Alaska (automne 1993). Les prévisions originale et révisée sont présentées à la figure 3-2. Dans le complément d'information déposé par TMPL, la société a fait observer qu'en dépit des investissements appréciables visant à soutenir la production, l'offre en provenance du champ de Prudhoe Bay, le plus important champ pétrolier d'Alaska, continue de fléchir. TMPL a signalé qu'au cours de l'été de 1993, la production de ce champ a chuté à 244 800 m³/j (1 542 000 b/j), le plus faible volume quotidien enregistré depuis 1982. La société a fait valoir qu'en raison de la production très élevée de Prudhoe Bay, la baisse normale de la production de ce champ tendait à éclipser les hausses possibles de production d'autres projets de moindre importance, et que pour compenser ces baisses de production, il fallait mettre en valeur de nouveaux gisements d'importance. Faisant état des travaux d'aménagement à Point

**Image not supplied
by author
or
Image not available**

McIntyre ainsi que des retards dans la production ou du déclassement des zones de production possible à Kuvlum, Wild Weasel et Sunfish, TMPL a affirmé qu'il est improbable que de nouvelles découvertes soient mises en valeur pour compenser la baisse actuelle de la production avant la fin de la décennie.

Dans la preuve écrite, les quatre expéditeurs ont comparé les prévisions originale et révisée de TMPL pour la production du versant nord de l'Alaska («VNA») avec les prévisions préparées par le ministère du Revenu de l'Alaska, Petroleum Industry Research Associates («PIRA»), Cambridge Energy Research Associates («CERA»), le Canadian Energy Research Institute («CERI») et la firme-conseil en pétrole Arthur D. Little Inc., et ils ont conclu que les deux projections de TMPL se situaient dans la fourchette établie par ces prévisions.

Figure 3-2 **Prévisions relatives à l'offre de pétrole brut d'Alaska et de Californie**

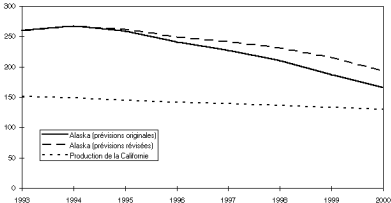
La prévision originale de TMPL se situait à l'extrémité inférieure de la fourchette tandis que la prévision révisée se trouvait entre le milieu et l'extrémité supérieure. Les quatre expéditeurs n'étaient pas en désaccord avec la prévision révisée de TMPL, et ils ont souligné qu'elle excédait de près de 9 500 m³/j (60 000 b/j) la prévision originale pour les années 1995 à 1997. Les quatre expéditeurs ont déposé à l'audience le texte d'une allocution prononcée par M. James E. Eason, représentant du gouvernement de l'Alaska, à une conférence du CERI en janvier 1994. M. Eason a déclaré que l'Alaska offrait un potentiel extraordinaire de ressources non découvertes, mais qu'au cours des années à venir, il faudra beaucoup plus de temps et des investissements majeurs supplémentaires de l'industrie pour extraire les réserves restantes de pétrole des champs connus. Toujours selon M. Eason, à la lecture des courbes de baisse de production établies pour l'État, on a raison de s'inquiéter, puisqu'une diminution de 8 à 10 % de la production en provenant des principaux champs du versant nord se traduira par une diminution de 50 pour cent du rendement actuel de cette région au début de siècle prochain.

La prévision de l'offre de pétrole brut californien présentée par TMPL n'a pas été contestée.

Figure 3-2

Prévisions Relatives à l'Offre de Pétrole Brut d'Alaska et de Californie

Production Annuelle Moyenne (en 10^9 m³/j)



Opinion de l'Office

L'Office reconnaît les incertitudes associées aux prévisions de l'offre de pétrole brut et d'équivalent et autres produits de base expédiés par le réseau de TMPL, et il juge que les prévisions de l'offre de pétrole brut et d'équivalent de l'Ouest canadien présentées ou avalisées par TMPL, l'ACPP et les quatre expéditeurs, sont raisonnables et se situent dans la gamme des possibilités. L'Office estime que la prévision révisée de l'offre de pétrole brut présentée par TMPL, y compris la disponibilité de brut léger acide et de LGN, ainsi que la prévision de l'offre de pétrole brut californien présentée par TMPL et la prévision révisée de la production de brut de l'Alaska présentée par TMPL sont acceptables.

Chapitre 4

Marchés

4.1 Demande de pétrole brut et d'équivalents de l'Ouest canadien

Le tableau 4-1 indique l'utilisation prévue de pétrole brut et d'équivalents de l'Ouest canadien, à la lumière de la preuve produite par TMPL à partir de la prévision révisée de l'offre établie par l'ERCB ainsi que de la prévision de l'utilisation fournie par l'ACPP.

Dans son argumentation écrite, TMPL affirme qu'à la lumière de la prévision révisée de la production, elle convient avec l'ACPP qu'on enregistrera une pénurie importante de capacité pipelinière même après l'accroissement de 27 100 m³/j (170 000 b/j) de la capacité du réseau d'IPL.

Tableau 4-1
L'utilisation prévue de pétrole brut canadien
(10m³/j)

	1993	1995	1997	2000
Production prévu	288,0	311,0	312,0	301,0
Moins - Utilisation⁽¹⁾	114,2	108,0	108,0	107,4
- Capacité d'IPL à partir d				
de Kerrobert	<u>161,1</u>	<u>188,1</u>	<u>188,1</u>	<u>188,1</u>
	275,3	296,1	296,1	295,5
Sous-utilisation	12,7	14,9	15,9	5,5

⁽¹⁾ Utilisation aux marchés de l'Ouest canadien et exportations via les réseaux de Milk River, Rangeland et TMPL.

Opinion de l'Office

L'Office accepte la méthode appliquée par TMPL pour calculer l'utilisation de pétrole brut et d'équivalents canadien et juge que d'ici l'an 2000, la capacité pipelinière sera insuffisante.

4.2 Marchés pour la production supplémentaire de pétrole brut et d'équivalents

Dans sa demande, TMPL a indiqué qu'elle livre du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés à quatre principaux marchés, à savoir :

- i) pétrole brut et produits pétroliers raffinés à Vancouver (C.-B.);
- ii) produits pétroliers raffinés à Kamloops (C.-B.);
- iii) exportations de pétrole brut aux marchés étrangers via le terminal maritime de Westridge;
- iv) exportations de pétrole brut à des raffineries de l'État de Washington.

Le tableau 4-2 indique la demande prévue par TMPL pour la période de 1995 à 1999 selon deux scénarios (avec agrandissement du réseau et sans agrandissement), par rapport à 1993 et 1994.

Dans le scénario incluant le projet d'agrandissement, la principale augmentation de débit se traduira par la livraison de volumes supplémentaires de pétrole brut léger aux marchés d'outre-mer via le terminal maritime de Westridge de TMPL ainsi que par des expéditions accrues de pétrole brut et de condensat vers les raffineries de l'État de Washington. Selon TMPL, la baisse de la production en Alaska aura pour effet de hausser le prix du pétrole brut du VNA de sorte que les raffineries de la côte Ouest se tourneront vers les producteurs albertains pour obtenir des volumes croissants de pétrole brut léger acide séparé, un marché au moins tout aussi lucratif que Chicago. L'accroissement de la capacité pipelinère permettra également d'exporter du condensat par navire-citerne à destination des pays côtiers du Pacifique et fournira l'occasion d'expédier du pétrole brut léger outre-mer si des circonstances imprévues, comme des pannes de pipeline, l'exigeaient.

Selon TMPL, le marché du brut sur la côte Ouest compte deux segments très distincts : la région de Vancouver et la côte ouest américaine (incluant l'État de Washington).

La région de Vancouver est étroitement liée à la production de brut de l'Ouest canadien et à l'acheminement de produits pétroliers raffinés d'Edmonton à Vancouver. En raison de contraintes logistiques, les raffineries de Vancouver continueront d'acheter leurs charges d'alimentation de pétrole brut à même la production obtenue des réserves mises en valeur ou auprès d'autres producteurs d'Alberta et de C.-B., et elles devront payer le prix du brut fixé à Edmonton par d'autres marchés. Les produits pétroliers raffinés mis sur le marché à Vancouver proviendront d'Edmonton en grande partie même si les perturbations de l'approvisionnement et les conditions du marché feront en sorte qu'il faudra parfois importer des produits raffinés.

Le marché de la côte ouest américaine est dominé par le brut d'Alaska (essentiellement la production du VNA) même si le brut californien représente encore une part appréciable du marché global de la côte Ouest. Outre les approvisionnements en provenance de l'Ouest canadien, il y a aussi du pétrole brut étranger importé, mais ce sont de faibles volumes de pétrole léger nécessaires

Tableau 4-2
Prévision de la demande de Trans Mountain⁽¹⁾
1995-1999
(m³/j)

	1993	1994	Agrandissement	Sans agrandissement
<u>Vancouver</u>				
- Pétrole brut	14 792	13 322	7 300	7 500
- Produits raffinés	1 735	4 891	9 900	9 900
- Produits semi-raffinés	1 326	1 451	2 200	2 000
- Autres	293	1 091	1 000	1 000
	18 146	20 755	20 400	20 400
<u>Kamloops</u>				
-Produits raffinés	3 165	2 827	2 900	2 900
<u>Outre-mer via Westridge</u>				
- Pétrole brut léger	1 276	581	1 800	700
- Condensat	1 091	1 564	1 600	1 100
- Pétrole brut lourd	490	252	300	300
	2 857	2 396	3 700	2 100
<u>État de Washington</u>				
- Brut léger peu sulfureux	7 484	5 930	4 900	4 200
- Pétrole brut léger acide	2 138	3 644	8 800	5 000
- Pétrole condensat	112	575	800	800
	9 734	10 150	14 500	10 000
Total	33 902	36 128	41 500	35 400

⁽¹⁾ Les totaux ne sont pas toujours exacts car les chiffres ont été arrondis comme dans la demande de TMPL.

pour compléter la production de certaines raffineries. À l'heure actuelle, la côte ouest américaine est un exportateur net de pétrole brut, mais on prévoit un renversement de la situation à mesure que la production de brut de l'Alaska et de la Californie baisse. TMPL a fourni des éléments de preuve selon lesquels les expéditions de pétrole brut du VNA à destination de la côte ouest américaine ont chuté de 70 pour cent depuis 1990.

Le prix que les raffineurs paient pour toute catégorie de pétrole brut sur la côte ouest américaine est contrôlé par le prix du pétrole du VNA, et l'escompte est calculée en fonction des prix du pétrole brut sur la côte du Golfe. Le gouvernement américain a restreint les exportations de brut du VNA. TMPL est d'avis que d'ici 1996, les expéditions de brut du VNA vers la côte du Golfe vont cesser. Le cas échéant, le prix du pétrole brut du VNA sur la côte ouest américaine ne sera plus avantageux par rapport au prix fixé sur la côte du Golfe et les débouchés pour le pétrole brut léger acide de l'Ouest canadien seront accrus.

Dans sa réplique, TMPL a affirmé que l'accroissement prévu des ventes de pétrole brut léger acide aux raffineurs américains a été et demeure le principal facteur démontrant le bien-fondé du projet d'agrandissement. En outre, l'augmentation prévue de l'offre de pétrole brut canadien démontre aussi la nécessité d'accroître la capacité pipelinère.

L'ACPP appuie le projet d'agrandissement car celui-ci contribuera à réduire le volume de pétrole brut non utilisé en 1994 et par la suite, en plus d'offrir aux producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien des occasions de diversifier davantage leurs marchés. L'ACPP demeure toutefois préoccupée par la marge d'erreur élevée associée à l'expansion approuvée du réseau d'IPL. Elle estime que le projet d'agrandissement à l'étude offre aux producteurs une solution de rechange, quoique limitée, au réseau d'IPL, advenant un manque de capacité.

Gulf affirme que la demande des raffineries de l'État de Washington est suffisante pour absorber des volumes supplémentaires de pétrole brut léger acide canadien. En outre, la capacité des raffineries (Shell, Texaco et Tosco) de cet État en quête de pétrole brut canadien est de 44 300 m³/j (278 600 b/j).

Selon la CCPA, le projet d'agrandissement est justifié si l'on tient compte des retombées économiques associées à ce dernier. Elle a déclaré que les débouchés commerciaux sur la côte ouest américaine pour les producteurs de brut léger acide canadien continueront de croître car ce brut rivalise davantage avec le brut du VNA.

Dans sa lettre de commentaires, Norcen Energy Resources Limited («Norcen») a indiqué qu'elle ne s'opposait pas à l'ensemble du projet d'agrandissement. Cependant, elle a souligné que si la prévision relative au débit de TMPL ne se concrétisait pas, les droits de transport seraient majorés, réduisant ainsi la compétitivité du pétrole brut léger acide canadien.

Dans leurs lettres de commentaires, Gibson et PanCanadian Petroleum Limited («PanCanadian») appuyaient le projet. PanCanadian a indiqué que cette capacité accrue offrirait des débouchés commerciaux supplémentaires. Selon Gibson, les changements récents de propriété des raffineries de la côte ouest américaine ainsi que la chute de la production de charges d'alimentation classiques laissaient prévoir également une demande accrue de brut léger acide canadien.

En réponse aux demandes de renseignements, deux raffineurs de l'État de Washington, Shell Oil Company («Shell») et Texaco Trading and Transportation Inc. («Texaco»), ont indiqué qu'ils sont intéressés à acheter le brut léger acide canadien si le prix est concurrentiel.

Lors de la plaidoirie finale, les quatre expéditeurs ont affirmé que même s'ils ne font pas partie des principaux exportateurs, ils sont cependant de grands producteurs et expéditeurs qui ont compté pour environ 67 pour cent des volumes acheminés par le réseau de TMPL en 1993. Ils ont indiqué également qu'ils continueront d'expédier plus de 50 pour cent de ces volumes dans les années à venir même si le réseau est agrandi et exploité à pleine capacité.

Dans leur preuve écrite, les quatre expéditeurs ont souligné que le goulot d'étranglement d'IPL a eu des répercussions appréciables sur l'accroissement des volumes de pétroles brut acheminés par le réseau de TMPL. Ils croient qu'avec l'expansion du réseau d'IPL, les volumes à l'exportation de TMPL reviendront à la normale. Ils affirment qu'environ 90 pour cent des envois de brut de l'Ouest canadien sont actuellement destinés aux raffineurs des provinces de l'Ouest, de l'Ontario et du Québec ainsi que du Midwest américain. Les volumes restants sont traités en majeure partie dans des raffineries du Montana, de la Pennsylvanie et de la région de Puget Sound dans l'État de Washington.

Les quatre expéditeurs ont déclaré que TMPL n'a pas tenu compte de la souplesse d'approvisionnement dont bénéficient les raffineurs de l'État de Washington du fait qu'ils ont accès aux installations côtières et de déchargement des navires-citernes. Il est clair que le pétrole brut transporté par eau depuis l'Amérique du Sud, l'Extrême-Orient et le Moyen-Orient a accès à la côte ouest des États-Unis. Tout point de vue sur l'évolution de la demande et le raffermissement des prix pour le brut léger acide canadien sur le marché de l'État de Washington doit reconnaître la discipline de marché dictée par le brut transporté par eau, sans égard à la baisse de production de pétrole brut du VNA.

Comme la tarification sur la côte ouest américaine et la côte du Golfe est liée à la capacité de transporter le pétrole brut par navire-citerne entre ces marchés, le seul facteur indépendant restant est le coût que représente le transport du pétrole brut importé vers le centre du continent. Par conséquent, les quatre expéditeurs estiment que si l'on compare les marchés de la côte ouest américaine et de l'Est pour le pétrole brut léger acide canadien, on constate le resserrement de l'infrastructure pipelinière du centre du continent fera en sorte que les marchés desservis par IPL seront privilégiés à long terme.

En conclusion, les quatre expéditeurs ont indiqué que le fait que récemment, certains bruts canadiens se sont avérés plus compétitifs sur la côte Ouest qu'à Chicago est attribuable à la répartition de l'espace pipelinier d'IPL, et que la suppression de cette pratique aura pour effet de rétablir la relation historique entre le prix du pétrole brut canadien et celui des autres pétroles bruts.

Selon KerMor Trading Company Ltd. («KerMor»), le marché d'exportation est un marché du disponible où la capacité est achetée quand le prix est bon.

Opinion de l'Office

L'Office estime que le marché de Chicago est, et demeurera, le principal marché d'exportation pour le brut de l'Ouest canadien. Cependant, il juge également que les marchés desservis par TMPL pourraient absorber une partie de la production supplémentaire prévue de brut de l'Ouest canadien, y compris une partie de la production de pétrole brut léger acide, étant donné la baisse prévue de la production en Alaska et en Californie.

Chapitre 5

Installations

Le projet d'agrandissement visé par la demande de TMPL comprend les éléments suivants :

- i) remise en service du doublement de 81,1 km de longueur et de 762 mm (NPS 30) de diamètre entre Edson et Hinton;
- ii) mise hors de service de la canalisation de 81,1 km de longueur et de 610 mm de diamètre (NPS 24) entre Edson et Hinton;
- iii) modifications à dix stations de pompage en place, mise en place de deux soupapes de décharge de dérivation et construction d'une nouvelle installation de pompage à l'ancien emplacement de la station de Kingsvale; et
- iv) installation d'un dôme sur le réservoir 103 au parc de stockage de la société à Sumas.

TMPL a indiqué que les calculs de la capacité pipelinière ont été faits à l'aide de son modèle hydraulique informatisé. Si le projet d'agrandissement visé par la demande était réalisé, la capacité soutenable passerait de 33,300 à 39,400 m³/j (209,500 à 247,800 b/j) entre Edmonton et Kamloops et de 37,900 à 43,800 m³/j (238,400 à 275,500 b/j) entre Kamloops et Burnaby. En réponse à une demande de renseignements de la part des quatre expéditeurs, TMPL a indiqué que la deuxième étape du projet d'agrandissement a été élaborée à partir de 70 simulations de configurations différentes du réseau.

TMPL projette d'installer le dôme prévu en iv) pour réduire les émissions odorantes des réservoirs (voir aussi la section 7.2.3, Questions environnementales, Installations pipelinières - Émissions fugitives) associées au débit accru au parc de stockage de Sumas. Le dôme géodésique qui serait aménagé sur le réservoir 103 serait semblable à celui qui a été installé précédemment sur le réservoir 104 au même endroit.

Aucun intervenant n'a contesté le fondement conceptuel du projet d'agrandissement compte tenu des volumes dont on prévoit l'acheminement. Norcen a appuyé uniquement la remise en service du doublement Edson-Hinton de 762 mm (NPS 30) de diamètre, car elle juge que ce doublement constitue un moyen rentable et opportun d'accroître la capacité d'environ 1 370 m³/j (8,600 b/j). TMPL a répondu que cet accroissement de la capacité serait loin de combler le manque de capacité pipelinière et que sans les autres modifications proposées, l'avantage de la remise en service du doublement serait réduit parce que les pompes actuelles ne fonctionnent pas à un taux d'efficacité optimal et qu'il existe des contraintes hydrauliques entre Kamloops et Sumas.

TMPL a indiqué qu'un plan d'essais hydrostatiques serait présenté à l'Office en vue de la remise en service du doublement Edson-Hinton. Elle a également indiqué que les remplacements prévus de sections endommagées du doublement de 762 mm (NPS 30) seront achevés au cours de l'hiver de 1993-1994, avant les essais hydrostatiques.

Opinion de l'Office

L'Office estime que les modifications visées par la demande, y compris les ajouts et les modifications aux installations de pompage, la mise hors de service du doublement de 610 mm (NPS 24) de diamètre et l'installation d'un dôme géodésique sur le réservoir 103, sont pertinentes pour les fins du projet d'agrandissement. L'Office est convaincu que le concept est sécuritaire et que la construction et la mise en service feront l'objet d'une étroite surveillance de nature à garantir que les normes et les exigences sont satisfaites. En vertu de l'article 58 de la Loi, TMPL ne serait donc pas tenue de demander à l'Office une autorisation de mise en service pour ces installations.

Avant la remise en service du doublement Edson-Hinton de 762 mm (NPS 30) de diamètre, TMPL devra faire approuver par l'Office son plan d'essais hydrostatiques. En outre, TMPL devra demander une autorisation de mise en service, en vertu de l'article 47 de la Loi.

Chapitre 6

Préavis public et questions foncières

6.1 Préavis public

Dans le cadre du processus de demande et conformément aux Directives de l'Office - Préavis public, TMPL a mené un programme d'information publique qui s'est déroulé principalement entre le 15 et le 28 septembre 1993.

Voici les étapes du programme mis en oeuvre :

- i) une lettre accompagnée d'un feuillet de renseignements et d'une carte du projet a été distribuée aux organismes gouvernementaux dont les bureaux longent le réseau pipelinier de la société ainsi qu'aux parties intéressées résidant dans les quatre collectivités touchées, soit Hinton et Edson (Alberta) et Merritt et Sumas (Colombie-Britannique);
- ii) des séances d'information communautaires ont été tenues dans les collectivités susmentionnées afin d'expliquer le projet, de déterminer si ce dernier est conforme à l'intérêt public et d'examiner les préoccupations des personnes visées;
- iii) dans le cadre d'une campagne communautaire, des lettres d'invitation, un feuillet de renseignements et une carte du projet ont été distribués aux propriétaires, aux chefs d'entreprise et leaders communautaires, aux bandes indiennes autochtones, aux groupes d'intérêts particuliers et aux clubs de services, avant les quatre séances d'information communautaires; et
- iv) avant chaque séance d'information, un supplément sur le projet a été publié dans les journaux locaux distribués dans la région de chaque collectivité touchée.

Suite à son programme d'information publique, TMPL a reçu environ 30 demandes de renseignements au sujet de la deuxième étape du projet d'agrandissement et y a répondu.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que TMPL a fait part de son projet de demande aux organismes gouvernementaux, aux groupes d'intérêts particuliers et aux propriétaires touchés et l'a analysée avec eux au moment opportun, et qu'elle a tenu compte comme il se doit des préoccupations exprimées.

6.2 Questions foncières

TMPL a affirmé que le projet ne nécessiterait pas l'acquisition de terres ou de droits fonciers, exception faite des terres requises pour la gare à racleurs de Hinton. Elle a indiqué avoir présenté une demande visant à modifier le bail actuel pour les terres supplémentaires nécessaires pour cette gare à

racleurs, auprès du ministère albertain de la Protection de l'environnement, des Terres et des Services forestiers.

En outre, TMPL a déclaré qu'en ce qui a trait au remplacement de sections endommagées, un chantier temporaire ou un accès au site sera peut-être nécessaire. Le cas échéant, la société devra demander l'autorisation des propriétaires intéressés.

Opinion de l'Office

L'Office constate que le projet ne nécessite pas l'acquisition de nouveaux droits fonciers, exception faite des terres requises pour la gare à racleurs de Hinton. L'Office juge que les besoins prévus en terres à la station de pompage de Hinton et pour le chantier provisoire éventuel sont raisonnables et justifiables.

Chapitre 7

Questions environnementales

7.1 Processus d'évaluation

Les documents fournis par TMPL renfermaient une description du cadre environnemental et socio-économique, une évaluation des effets néfastes potentiels sur l'environnement et des recommandations visant à prévenir ou à atténuer les effets, néfastes potentiels sur l'environnement que pourraient avoir les installations comprises dans la deuxième étape du projet d'agrandissement.

7.2 Installations pipelinières

7.2.1 Bruit

À propos des diverses modifications aux installations de pompage, TMPL a indiqué qu'elles ne devraient pas accroître les émissions de bruit. En outre, la société a indiqué que l'ajout d'une pompe à la station de Sumas entraînerait une hausse négligeable du niveau de bruit. Selon les estimations de TMPL, le niveau de bruit à 300 m (984 pieds) serait de 41 dB¹ quand trois pompes seraient utilisées.

En ce qui a trait à la station de pompage de Kingsvale, TMPL a indiqué que le niveau de bruit produit par les pompes projetées n'excédera pas 85 dB(A)² à une distance d'un mètre (3,2 pi) du carter du moteur. Compte tenu des niveaux de bruits mesurés à la station de pompage d'Albreda où des pompes semblables sont utilisées, la société prévoit un niveau de bruit de 47 dB(A) à la ligne de propriété.

TMPL s'est engagée à minimiser le bruit associé au dégagement de l'azote pour le doublement Edson-Hinton de 762 mm (NPS 30). Elle a déclaré qu'elle réduirait la pression de l'azote à la gare de racleurs de Hinton car il n'y a pas de résidences dans les environs, et qu'elle contrôlerait le débit de dégagement à Edson et à Hinton afin de minimiser le bruit produit. En outre, TMPL a affirmé qu'elle informerait les résidents des environs de la station d'Edson avant de procéder à cette opération et qu'elle surveillerait le niveau de bruit pendant celle-ci.

7.2.2 Sol et végétation

TMPL a indiqué qu'elle prévoyait le remplacement de quatre sections endommagées avant la remise en service du doublement de 762 mm (NPS 30). Elle a indiqué qu'on procéderait au décapage de la terre végétale, que le drainage original serait rétabli et que l'eau pompée de l'excavation serait rejetée de façon à minimiser l'envasement et l'érosion du sol. En outre, en ce qui a trait au terrain de golf touché par le remplacement d'une section, TMPL a indiqué que la zone perturbée serait remise en état à la satisfaction de l'exploitant du terrain de golf.

¹ dB - le décibel est une fonction du rapport entre le niveau réel de pression acoustique et le niveau de pression acoustique qui est au seuil de l'oreille humaine.

² dB(a) est un décibel pondéré qui tient compte des caractéristiques de détection de l'oreille humaine.

En ce qui a trait à la station de pompage de Kingsvale, TMPL a indiqué que les résultats de l'étude sur la contamination du sol et de la nappe phréatique a confirmé que la contamination locale par les hydrocarbures est inférieure à la norme de niveau C établie pour l'utilisation des terres à des fins industrielles dans le document intitulé «*Criteria for Managing Contaminated Sites in British Columbia*» publié en novembre 1989. En outre, TMPL a indiqué qu'étant donné les zones localisées de contamination du sol et de la géologie de la région, la contamination ne s'étendrait pas à l'extérieur du site. De plus, TMPL a indiqué que la conception et l'aménagement d'un bac de décantation pour la station de Kingsvale et la gare à racleurs de Hinton seraient conformes aux articles pertinents du *Code de recommandations techniques pour la protection de l'environnement applicable aux systèmes de stockage souterrains de produits pétroliers et de produits apparentés* (édition de 1993), qui a été établi par le Conseil canadien des ministres de l'environnement et qui régit l'installation, la détection des fuites ainsi que la protection contre les rejets et les débordements.

7.2.3 Émissions fugitives

TMPL a indiqué que l'accroissement projeté du débit aurait pour effet d'accroître les émissions fugitives¹ en provenance des réservoirs de pétrole brut au terminal d'Edmonton. TMPL a ensuite proposé, dans le cadre d'une autre demande (ordonnance XO-T4-7-94 de l'Office), d'installer de nouveaux joints racleurs principaux et secondaires sur les réservoirs dans le but ultime de réduire les pertes par évaporation.

TMPL a affirmé que l'augmentation du débit au parc de stockage de Sumas aurait pour effet d'accroître les émissions potentielles odorantes de soufre. TMPL a ajouté que l'installation d'un dôme géodésique sur le réservoir 103 permettrait de collecter les composés sulfureux odorants dans les conditions normales de fonctionnement, afin de pas excéder la concentration ambiante moyenne par heure de niveau A qui est prescrite pour l'hydrogène sulfuré au tableau VII du document intitulé *Pollution Control Objectives of the Chemical and Petroleum Industries of British Columbia*.

7.2.4 Hydrologie

TMPL a indiqué qu'avant de soumettre le doublement de 762 mm (NPS 30) à des essais hydrostatiques, elle obtiendrait les autorisations provinciales voulues pour la prise et le rejet de l'eau, y compris l'utilisation de grilles d'entrée d'air. TMPL a affirmé qu'avant de rejeter l'eau ayant servi aux essais hydrostatiques, elle ferait analyser cette eau en laboratoire pour en évaluer la qualité au besoin. En outre, elle a confirmé qu'elle préviendrait l'affouillement du cours d'eau pendant le rejet de cette eau. Dans son plan d'urgence, la société décrit les mesures qu'elle appliquerait en cas de déversement accidentel de cette eau contaminée.

7.2.5 Consommation accrue d'électricité

TMPL a indiqué que les modifications apportées à toutes les stations de pompage, exception faite de celles de Jasper et de Kingsvale, n'excéderaient pas les spécifications nominales. La société a indiqué que d'après les entretiens qu'elle a eues avec les trois services publics d'électricité, ceux-ci pourraient fournir sans difficulté l'électricité nécessaire pour le projet d'agrandissement.

¹ L'expression «émission fugitive» désigne toute émission gazeuse autre que les gaz de combustion.

En ce qui a trait à la station de pompage de Jasper, TMPL a affirmé que la consommation de pointe calculée est de 3 200 kW et n'excède donc pas la limite prévue à l'entente passée entre TMPL et Alberta Power, soit 3 750 kVa; en outre, elle est inférieure de 1,4 pour cent à la demande totale de pointe de la ville de Jasper. En outre, TMPL a déclaré que rien ne prouve que la centrale des Palissades de l'Alberta atteindrait sa capacité de pointe. La société a indiqué que des télécommandes par variation de fréquence ainsi que des moteurs à haut rendement ayant au moins une efficacité de 95 pour cent à un taux de charge de 90 pour cent seraient mis en place. TMPL a également confirmé qu'une vérification énergétique préliminaire a été effectuée à la station de pompage de Jasper en juillet 1993, avant l'inscription de la société au programme d'efficacité énergétique de Jasper («PEÉJ»). TMPL a confirmé qu'elle suivrait les recommandations faites à la suite de cette vérification. En outre, après que la société se soit engagée à participer au PEÉJ, une autre vérification plus formelle a été effectuée en février 1994. TMPL a affirmé qu'elle avait terminé son évaluation des incidences environnementales et son plan de protection de l'environnement («PPE») pour les projets d'entretien courants dans le parc. Selon TMPL, le PPE élaboré reconnaît la valeur des écosystèmes et des lieux patrimoniaux du parc national de Jasper et comprend des mesures visant leur protection. TMPL a indiqué que trois séminaires ont eu lieu au parc national de Jasper depuis 1990 pour examiner l'emplacement du réseau pipelinier, les dangers liés au pétrole transporté et la coordination des mesures d'urgence.

7.3 Opinions des parties intéressées

Dans ses mémoires et sa plaidoirie, le PNJ a affirmé qu'il craignait que l'accroissement potentiel de la consommation d'électricité par TMPL n'ait des répercussions appréciables dans le PNJ. Selon ces autorités, de faibles augmentations de la consommation par les clients d'Alberta Power obligerait en fin de compte la centrale des Palissades à se raccorder au réseau provincial pour répondre à la demande de la région de Jasper. Ce raccordement éventuel aurait un impact négatif sur la collectivité de Jasper car les projets d'aménagement seraient alors facilités. En outre, le PNJ a indiqué que la hausse de la consommation d'énergie par TMPL à la station de pompage de Jasper annulerait les économies d'électricité réalisées grâce au programme local de conservation de l'énergie, le PEÉJ. Le PNJ a affirmé que les vérifications énergétiques et les mesures de conversion se sont traduites par une diminution de 1 500 kW de la consommation d'électricité dans la région. Il a demandé que TMPL mène une vérification énergétique à sa station de pompage de Jasper dans le but de réduire la demande énergétique à la centrale. Il a affirmé que les modifications à la station de pompage de Jasper ne concouraient pas à la mission du parc national qui est de *«favoriser la connaissance, la jouissance et le respect des écosystèmes naturels et du patrimoine culturel»*.

Opinions de l'Office

En ce qui a trait aux préoccupations soulevées au sujet de la consommation accrue d'électricité dans les limites du parc national de Jasper, l'Office est convaincu que TMPL a atténué les effets des modifications à la station de pompage de Jasper en s'engageant à installer des moteurs à haut rendement et des télécommandes par variation de fréquence. En outre, l'Office appuie la participation de TMPL au PEÉJ et fait remarquer que la société s'est engagée à suivre les recommandations faites suite à une vérification énergétique récente à la station de pompage de Jasper.

En ce qui touche les autres questions environnementales, l'Office est d'avis que si les mesures de protection de l'environnement prévues par TMPL sont appliquées, les incidences environnementales des installations pipelinières proposées seraient minimales ou atténuables à l'aide de techniques connues. L'Office exigera que TMPL dépose les autorisations et les permis fédéraux et provinciaux contenant des modalités relatives à l'environnement.

Chapitre 8

Questions financières et conception des droits

8.1 Questions financières

TMPL prévoit que le coût total de la deuxième étape du projet d'agrandissement sera d'environ 27,4 millions de dollars. Sur cette somme, la société a inclus 25,8 millions de dollars dans la base tarifaire demandée pour 1994 aux fins du calcul des droits (cela exclut les imprévus et la PFUDC selon la lettre de l'Office en date du 16 février 1989). TMPL a signifié son intention de financer la construction des installations au moyen de fonds générés à l'interne et d'emprunts à court terme auprès de banques à charte canadiennes. La société a ajouté que si les conditions du marché sont favorables, les emprunts à court terme seront remplacés par des valeurs à long terme. TMPL ne sollicite pas la participation financière d'autres parties.

Opinion de l'Office

Selon l'avis de l'Office, TMPL sera en mesure de financer le projet d'agrandissement de la manière décrite par la société.

8.2 Méthodologie de conception des droits et incidence sur les droits en vigueur

TMPL a proposé qu'aux fins de la conception des droits le coût des installations demandées soit intégré dans la base tarifaire existante parce que les modifications améliorent le service de base.

Certains intervenants opposés au projet, notamment Chevron et KerMor, ont laissé entendre que si l'Office approuvait les installations projetées, il devrait prescrire d'autres méthodes de conception des droits, par exemple exiger des tenants du projet des garanties quant au débit et au financement. Ainsi, on serait certain que les installations projetées sont utiles et que les risques sont bien répartis. Ces intervenants ont déclaré qu'en utilisant les droits intégrés, les risques sont assumés entièrement par les expéditeurs captifs actuels et que ce n'est qu'en exigeant des garanties que les risques seraient passés au marché approprié, ce qui réduirait peut-être les prévisions optimistes antérieures.

KerMor était également préoccupée par les effets que pourrait avoir la non-réalisation par TMPL de la prévision relative au débit ainsi que par les coûts supplémentaires qui seraient alors transférés au consommateur par l'intermédiaire des expéditeurs. Considérant que le consommateur de produits pétroliers de la C.-B. est un marché captif en essence, KerMor a déclaré qu'on ne saurait tenir un marché canadien responsable d'un investissement visant à pénétrer un marché d'exportation. Outre les garanties sur les plans du financement et du débit, KerMor a suggéré qu'aux fins d'une répartition équitable des risques, on devrait envisager l'utilisation de mécanismes tels que le plafonnement des taux et un régime taux de rendement du capital-actions ordinaire à niveaux multiples.

TMPL a rejeté la proposition visant l'établissement de modalités comme l'obtention de garanties de la part de certains expéditeurs car, selon elle, l'application proposée d'intégrer les coûts du projet d'agrandissement dans la base tarifaire est conforme aux décisions antérieures de l'Office concernant

l'accroissement de la capacité du réseau de TMPL et d'autres réseaux pipeliniers. TMPL a ajouté que des exigences de la nature de celles qui ont été proposées par les opposants au projet étaient discriminatoires pour les nouveaux expéditeurs. Les intervenants en faveur du projet ont affirmé qu'étant donné que TMPL ne leur demandait pas de garanties, ils n'en avaient pas fournies. TMPL a fait valoir que sa demande ne contient pas de prévisions optimistes de la part des expéditeurs, mais bien des prévisions établies par des parties neutres comme l'ERCB. TMPL a également fait remarquer que KerMor n'a produit aucun élément de preuve relativement à l'évolution récente des prix à la consommation des produits pétroliers suite à la modification des frais de transport.

À l'appui de sa proposition d'utiliser la méthode de péréquation (droits intégrés), TMPL a présenté un énoncé des incidences de la deuxième étape du projet d'agrandissement sur les droits en vigueur, selon plusieurs scénarios d'utilisation. La société a prévu qu'après l'expansion, les droits seraient inférieurs de 10 pour cent aux droits calculés selon le scénario excluant le projet d'agrandissement. Dans les deux scénarios, le pipeline est exploité à sa capacité soutenable, soit 41 500 m³/j dans le cas du projet d'agrandissement contre 35 400 m³/j dans l'autre scénario. TMPL a souligné que seulement 40 pour cent du volume supplémentaire total demandé (2 400 m³/j sur 6 100 m³/j) associé au projet seraient nécessaires pour couvrir les frais additionnels et maintenir les droits prévus dans le scénario excluant le projet. Tout débit excédant ce niveau servirait à réduire les droits perçus. Par suite de l'expansion, TMPL a prévu que les frais d'exploitation et d'entretien augmenteraient de 3,7 millions en 1995 et de 2 pour cent par année (inflation) par la suite. TMPL en a tenu compte quand elle a évalué l'impact sur les droits.

Les intervenants qui s'opposent au projet ont fait des commentaires sur le caractère raisonnable de la prévision relative au débit dont TMPL a tenu compte pour déterminer l'incidence sur les droits. Dans d'autres scénarios plus prudents, comme celui de 30 000 m³/j (188 700 b/j) avancé par les quatre expéditeurs, l'impact sur les droits serait beaucoup moins attrayant. Cette question est analysée en détail au chapitre 4, «Marchés».

Opinions de l'Office

L'Office constate que les installations visées par la demande représentent essentiellement des modifications ou des améliorations à des installations déjà en place. De l'avis de l'Office, comme le but du projet d'agrandissement est d'accroître la capacité de transport d'une canalisation principale existante, les droits applicables aux installations demandées devraient être calculés selon la méthode de péréquation.

Chapitre 9

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent les Motifs de décision de l'Office relativement à la demande instruite par l'Office dans le cadre de l'instance OHW-1-93.

L'Office juge que les volumes d'hydrocarbures liquides offerts à TMPL excéderont la capacité actuelle d'ici l'an 2000. En outre, l'Office croit que le marché de Chicago est, et demeurera, le plus important marché à l'exportation pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. Toutefois, l'Office est également d'avis que les marchés desservis par TMPL pourraient absorber une partie de la production supplémentaire de pétrole brut de l'Ouest canadien qui est prévue, y compris une partie de la production de pétrole brut léger acide, étant donné la baisse prévue de la production en Alaska et en Californie. L'Office est convaincu qu'à la lumière de la preuve produite, il est fort probable que les installations seront utilisées dans une mesure raisonnable, et il juge que les installations proposées sont et seront nécessaires aux fins de l'utilité publique. L'Office est également d'avis que les installations ont été conçues de façon à ce qu'elles soient construites et exploitées d'une manière sécuritaire et écologique. Par conséquent, l'Office a délivré l'ordonnance XO-T4-15-94 datée du 12 avril 1994, en vertu de l'article 58 de la Loi (voir l'annexe II).

En ce qui a trait à la méthodologie de conception des droits, l'Office juge que la méthode de péréquation est appropriée dans le cas des installations du projet d'agrandissement.

J.-G. Fredette
Membre président

A. Côté-Verhaaf
Membre

R.L. Andrew, c.r.
Membre

Calgary (Alberta)

Annexe I

Liste des questions à l'étude

Voici la liste de questions qui figurait à l'annexe V de l'ordonnance d'audience OHW-1-93 :

1. La nécessité d'agrandir le réseau pipelinier de TMPL, et notamment :
 - (i) la nature raisonnable des prévisions relatives à la demande intérieure et d'exportation, compte tenu de l'éventuelle concurrence livrée par d'autres sources d'approvisionnement en produits de pétrole ou en pétrole brut;
 - (ii) la nature raisonnable des prévisions de TMPL relatives à l'offre, compte tenu de l'éventuelle concurrence livrée par d'autres expéditeurs de pétrole brut;
 - (iii) la choix approprié du projet et du moment choisi pour effectuer de tels travaux;
 - (iv) la probabilité que les installations du projet d'agrandissement soient utilisées à un niveau raisonnable au cours de leur durée de vie économique.
2. Les effets du projet agrandissement proposé, notamment sur les droits.
3. Exigences à observer en matière de sécurité lors de la conception du projet, de l'expansion des installations et de la réactivation du pipeline.
4. Les répercussions environnementales et socio-économiques possibles que pourraient entraîner la construction et l'exploitation des installations proposées.
5. Les modalités dont il convient d'assortir dans toute approbation susceptible d'être délivrée.

Annexe II

Ordonnance XO-T4-15-94

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

RELATIVEMENT À une demande déposée auprès de l'Office par Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. («TMPL»), en vertu de l'article 58 de la Loi, sous le numéro de dossier 3400-T004-36.

DEVANT l'Office le 12 avril 1994.

ATTENDU QUE l'Office a reçu une demande en date du 29 octobre 1993 présentée par TMPL en vue de certaines modifications et de l'ajout d'installations à son réseau pipelinier, travaux qui constituent la deuxième étape du projet d'agrandissement;

ATTENDU QUE l'Office a tenu l'audience publique OHW-1-93 par voie de mémoires pour examiner la deuxième étape du projet d'agrandissement;

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

ATTENDU QUE l'Office a déterminé, conformément à l'alinéa 12 c) du Décret sur le PÉEE, que les effets environnementaux néfastes éventuels de la deuxième étape du projet d'agrandissement, y compris les effets sociaux directement liés aux effets environnementaux, sont minimes ou atténuables par l'application de mesures techniques connues et que les préoccupations soulevées par le public incluant celles de Parcs Canada au sujet de la deuxième étape du projet d'agrandissement ne justifient pas l'examen de celle-ci par une commission;

ATTENDU QUE l'Office a instruit la demande et jugé conforme à l'intérêt public d'accorder l'exemption demandée relativement au projet mentionné ci-dessus;

IL EST ORDONNÉ QUE la remise en service du doublement Edson-Hinton (travail 3197) soit soustraite aux dispositions de l'alinéa 30(1)a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi, et que TMPL soit tenue de soumettre et de faire approuver par l'Office le plan d'essais hydrostatiques applicable au doublement Edson-Hinton de 762 mm de diamètre extérieur (NPS 30);

IL EST ÉGALEMENT ORDONNÉ QUE la deuxième étape du projet d'agrandissement, qui est décrite à l'annexe A ci-jointe et fait partie intégrante de la présente ordonnance, exception faite de la remise en service du doublement Edson-Hinton (travail 3197), soit soustraite aux dispositions des articles 30, 31 et 47 de la Loi et que tous les travaux décrits à l'annexe A soient assujettis aux conditions suivantes :

1. À moins d'un avis contraire de l'Office, TMPL doit :
 - (a) avant le début des travaux de la deuxième étape du projet d'agrandissement, déposer auprès de l'office des exemplaires des autorisations et des permis fédéraux et provinciaux contenant des conditions relatives de l'environnement;
 - (b) pendant les travaux de la deuxième étape du projet d'agrandissement, garder au(x) bureau(x) de chantier un dossier contenant ces permis et autorisations ainsi que tous les permis obtenus subséquemment, et déposer des exemplaires de ces derniers auprès de l'Office;
2. À moins d'un avis contraire de l'Office, avant la mise en chantier de la gare à racleurs de Hinton (travail 3198), TMPL doit aviser l'Office quand il recevra du ministère albertain de la Protection de l'environnement, des Terres et des Services forestiers le bail modifié visant les installations de Hinton; et
3. Sous réserve d'un avis contraire de l'Office d'ici le 31 décembre 1995, la présente ordonnance prendra fin le 31 décembre 1995 à moins que les travaux de construction ou de mise en place des installations visées par la deuxième étape du projet d'agrandissement n'aient commencé au plus tard à cette date.

Deuxième étape du projet d'agrandissement de Trans Mountain
Audience OHW-1-93
Annexe A de l'ordonnance XO-T4-15-94

<u>Numéro de travail</u>	<u>Description</u>	<u>Coût estimé par TMPL</u>
3193	Station d'Edmonton	267 600 \$
3194	Station de Gainford	201 300 \$
3195	Station de Niton	132 300 \$
3196	Station d'Edson	691 300 \$
3197	Remise en service du doublement Edson-Hinton	2 926 800 \$
3198	Gare à racleurs de Hinton	1 353 900 \$
3199	Station de Jasper	227 600 \$
3200	Station d'Alberta	1 250 400 \$
3201	Installation de décharge de dérivation de Blue River	90 300 \$
3202	Station de McMurphy	130 400 \$
3203	Station de Darfield	130 400 \$
3204	Station de Kamloops	3 122 600 \$
3205	Station de Kingsvale	10 200 400 \$
3206	Station de Sumas	1 820 500 \$
3207	Parc de stockage de Sumas	4 808 100 \$
3208	Installation de décharge de dérivation K1122 de Port Kells	91 200 \$
	Coût estimatif total	27 445 100 \$