



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Pipeline Interprovincial Inc.

OH-2-97

Décembre 1997

Installations et conception des droits

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Pipeline Interprovincial Inc.

Demande datée du 1^{er} mai 1997 concernant le projet de renversement de la canalisation 9 et demande, datée du 17 juillet 1997, présentée par United Refining Company pour obtenir une désignation de destination prioritaire sur le réseau de Pipeline Interprovincial Inc.

OH-2-97

Décembre 1997

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1997
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1997-14F
ISBN 0-662-82482-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

Bureau des publications
Office national de l'énergie
311, sixième avenue s.-o.
Calgary (Alberta) T2P 3H2
C. électr. : orders@neb.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5503
Téléphone : (403) 299-3562

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1997
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1997-14E
ISBN 0-662-26314-6

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
311 Sixth Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 3H2
E-Mail: orders@neb.gc.ca
Fax: (403) 292-5503
Phone: (403) 299-3562

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux	iii
Liste des figures	iii
Liste des annexes	iii
Abréviations	iv
Definitions	viii
Exposé et comparutions	xi
Aperçu	xiii
Introduction	1
1.1 Demande de Pipeline Interprovincial Inc.	1
1.2 Demande de United Refining Company	2
Contexte	3
2.1 Historique de la canalisation 9	3
2.1.1 Entente de renonciation	3
2.2 Conception des droits applicables au prolongement de Montréal	4
2.2.1 1976 - 1992	4
2.2.2 RH-2-91	4
2.3 Demande visant le renversement de la canalisation 9	6
2.4 Entente sur les coûts préliminaires	6
2.4.1 Retrait de Sunoco du groupe des Raffineurs	7
2.5 Entente ACPP-Raffineurs	7
2.6 L'entente éayant les installations	9
2.6.1 Durée	9
2.6.2 Avis de construction final	9
2.6.3 Droits à la capacité	9
2.6.4 Conception des droits	10
2.6.5 Résiliation hâtive	10
Installations	11
3.1 Aperçu des installations	11
3.1.1 Canalisation 7	13
3.2 Conception du système	13
3.2.1 Installations	13
3.2.1.1 Cîternes	14
3.2.1.2 Réinversion de la canalisation 9	15
3.2.2 Capacité	16
3.2.3 Accroissement de capacité	17
3.2.4 Conceptions de rechange	17

3.3	Intégrité	18
3.3.1	Canalisation 9	18
3.3.2	Canalisation 7	20
3.3.3	Pressions maximales de service	20
Environnement et sécurité publique		23
4.1	Rapport d'examen environnemental préalable	23
4.2	Intervention d'urgence	23
Autres questions d'intérêt public		26
5.1	Préavis public	26
5.2	Accords de servitude	27
5.2.1	Contexte et cadre législatif	27
5.2.2	La compétence de l'Office	29
5.2.3	Validité des accords de servitude en vigueur	33
Faisabilité économique		38
6.1	Les considérations économiques touchant la canalisation 9	38
6.2	Nécessité du projet de renversement	41
6.3	Alimentation des installations	44
6.4	Débouchés pour le pétrole brut d'outre-mer en Ontario	45
6.5	Conséquences du renversement	45
6.5.1	Incidence sur les producteurs de l'Ouest	46
6.5.2	Incidence sur les raffineurs du Québec	49
6.6	Choix du moment du renversement	50
6.7	Solutions de rechange en matière de transport	51
Accès prioritaire		53
7.1	Obligations de transporteur public	53
7.2	Appel de soumissions	54
Conception des droits et questions financières		59
8.1	Questions financières	59
8.2	Révision de la décision RH-2-91	59
8.3	Droits distincts par opposition à droits intégrés	61
8.4	Évaluation de la canalisation 9	64
8.5	Ententes négociées	66
8.5.1	Entente ACP-P-Raffineurs	66
8.5.2	Entente étayant les installations	67
8.6	Base des taux	68
8.6.1	Transfert d'éléments d'actif de l'ancien réseau à la canalisation 9	68
8.6.2	Impôt reporté débiteur	69
8.6.3	Coûts postérieurs à la purge et antérieurs au renversement	70
8.6.4	Montant du déficit de la canalisation 9	71
8.6.5	Frais financiers applicables aux installations préalables	71
8.6.6	Affectation de réservoirs	72
8.7	Coût du capital	72
8.7.1	Structure financière	72
8.7.2	Coût de la dette	73
8.7.3	Rendement du capital-actions ordinaire	73

8.8	Dépréciation	74
8.9	Droits	75
8.9.1	Post-purge, pré-renversement	75
8.9.2	Période principale (post-renversement)	75
8.9.3	Prolongation (post-renversement)	77
8.10	Rajustements irréguliers des droits de l'ancien réseau	77
8.10.1	Post-purge, pré-renversement	77
8.10.2	Période principale	77
	Réinversion	80
9.1	Installations	80
9.2	Droits	81
	Désignation de destination prioritaire	82
10.1	Demande de United Refining Company	82
10.2	Demande du Québec	84
	Dispositif	86

Liste des tableaux

3-1	Pressions maximales de service proposées	21
8-1	Droits provisoires	75

Liste des figures

3-1	Réseau existant et installations projetées	12
6-1	Oléoducs canadiens et américains	42
6-2	Oléoducs servant au transport du brut (région des Grands Lacs)	43

Liste des annexes

I	Liste des questions	87
II	ORDONNANCE XO-J1-34-97	88

Abréviations

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Amoco	Pétroles Amoco Canada Ltée
ART	agent réducteur de traînée
Autres producteurs	Alberta Energy Company Ltd., Anderson Exploration, Canadian Natural Resources Limited, CANPET Energy Group Inc., Husky Oil Operations Ltd., Northstar Energy Corporation, POCO Petroleum Ltd., et Rigel Oil and Gas Ltd.
b	baril
b/j	barils par jour
CCPA	Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
CSA	Association canadienne de normalisation
DE	diamètre extérieur
Décision concernant Express	Express Pipeline Ltd., Demande relative aux installations et à la méthode de conception des droits, Motifs de décision datés de juin 1996.
Décision concernant l'accès de PanCanadian au service de transport de LGN	PanCanadian Petroleum Limited, MH-4-96, Demande en vue d'une ordonnance enjoignant à Pipeline Interprovincial Inc. de transporter des liquides de gaz naturel pour PanCanadian Petroleum Limited à partir de Kerrobert (Saskatchewan), Motifs de décision datés de février 1997.
Décision concernant les installations d'injection de LGN d'IPL	Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc., GHW-5-90 et RH-3-90, Demande relative à des installations d'accumulation et d'injection de liquides de gaz naturel et à la conception des droits afférents, et demande présentée par les expéditeurs éventuels concernant les conditions d'accès aux installations visées par la demande d'Interprovincial, Motifs de décision datés de février 1991.
Décision MH-3-85	Pipe Line Interprovincial Limitée, Enquête publique sur des questions relatives à la répartition de l'espace pipelinier, Motifs de décision datés de juillet 1985.
Décision visant la canalisation 8 d'IPL	Pipeline Interprovincial Inc., OH-4-96, Demande visant la construction et la remise en service d'installations, Motifs de décision datés d'avril 1997.

Décision visant plusieurs pipelines	Audience publique sur le coût du capital des sociétés pipelinières, RH-2-94, Motifs de décision datés de mars 1995.
DPA	déduction pour amortissement
EAR	entente ACPP-Raffineurs
ECP	entente sur les coûts préliminaires
EÉI	entente étayant les installations
É.-U.	États-Unis d'Amérique
FCST	fissuration par corrosion sous tension
FNACC	fraction non amortie du coût en capital
FS	fiche signalétique
ICC	Illinois Commerce Commission
IL	inspection en ligne
Imperial	Pétrolière Impériale
IPL	Pipeline Interprovincial Inc.
JVM	juste valeur marchande
km	kilomètre(s)
kPa	kilopascal
Lakehead	Lakehead Pipe Line Company, Inc.
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
LGN	liquides de gaz naturel
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³	mètre cube
m ³ /j	mètres cubes par jour

MÉA et Producteurs	ministère de l'Énergie de l'Alberta, la Small Explorers and Producers Association of Canada, Ressources Gulf Canada Limitée, Talisman Energy Inc. et Renaissance Energy Inc.
mm	millimètre
Mobil	Mobil Oil Canada
MSW	pétrole brut mélangé non sulfuré
NOVA Chemicals	NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
Office	Office national de l'énergie
OPLA	Ontario Pipeline Landowners Association
PADD	Petroleum Administration for Defense Districts
PAR	programme d'agrandissement du réseau d'IPL
pétrole brut	pétrole brut et équivalents
PIU	plan d'intervention d'urgence
Pipe-Lines Montréal	Les Pipe-Lines Montréal Limitée
PMS	pression maximale de service
Portland Pipe Line	Portland Pipe Line Corporation
Portland-Montréal	Portland Pipe Line Corporation et Les Pipe-Lines Montréal Limitée
PP	préavis public
Purvin & Gertz	Purvin & Gertz, Inc.
Québec	le Procureur général du Québec
Raffineurs	Pétrolière Impériale, Petro-Canada, Shell Canada Limitée et NOVA Chemicals (Canada) Ltd.

Rapport d'enquête sur la FCST	Rapport de l'enquête sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et gazoducs canadiens, MH-2-95, Rapport daté de novembre 1996
RDI	règlement sur les droits incitatifs
RH-2-91	Pipeline Interprovincial Inc., Demande relative aux droits, Motifs de décision datés de juin 1992.
RH-3-83	Pipeline Interprovincial Inc., Demande relative aux droits, Motifs de décision datés de février 1984.
RI	rajustements irréguliers
SCADA	acquisition et contrôle des données
SEPAC	Small Explorers and Producers Association of Canada
Shell	Shell Canada Limitée
Suncor	Suncor Energy
Sunoco	Sunoco Inc.
Trans Mountain	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.
United	United Refining Company
Unocal	Unocal Pipeline Company
WTI	West Texas Intermediate crude oil
Z662	Norme de la CSA, <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i>

Definitions

Ancien réseau	Le réseau d'IPL, à l'exclusion des canalisations 9 et 8.
Baril	Un baril égale environ 0,159 m ³ .
Canalisation 9A	Le tronçon de la canalisation 9 qui s'étend de Sarnia à North Westover, en Ontario.
Canalisation 9B	Le tronçon de la canalisation 9 qui s'étend de North Westover, en Ontario, à Montréal, au Québec.
Canalisation 9C	Une canalisation de 9,8 kilomètres (6 milles), de 508 millimètres (20 pouces) de diamètre extérieur, qu'il est proposé de construire entre le terminal Sarnia d'IPL et les prises des raffineries de NOVA Chemicals et Shell.
Canalisation 14	Un oléoduc que Lakehead propose d'aménager entre Superior (Wisconsin) et la région de Chicago (Illinois).
Condensat	Mélange d'hydrocarbures composé principalement de pentanes et d'hydrocarbures lourds recouverts sur le chantier à l'aide de séparateurs, d'épurateurs ou d'autres installations de collecte, ou recouverts à l'entrée de l'usine de traitement de gaz naturel.
Droit provisoire	Pendant la période principale, les frais qui seront exigés à l'origine pour le transport de pétrole brut et d'équivalents par la canalisation renversée 9.
Entente ACPP-Raffineurs	Entente en date du 6 février 1997, intitulée <i>Updated Statement of Principles</i> (Énoncé de principes révisé), en vertu de laquelle l'ACPP, Impériale, Petro-Canada, Shell, NOVA Chemicals et Sunoco Inc. se sont engagées à appuyer une demande d'IPL auprès de l'Office concernant l'approbation du renversement de la canalisation 9 et les questions tarifaires connexes.
Expéditeurs initiaux	Impériale, Petro-Canada, Shell, NOVA Chemicals, et toute personne qui devient partie à l'entente étayant les installations.
Frais financiers applicables aux installations préalables	Les frais financiers associés à tout investissement dans des installations préalables, calculés par IPL suivant la méthode du coût du service.

Liquides de gaz naturel	Un mélange d'hydrocarbures composé d'éthane, de propane, de butanes, de pentanes plus et de faibles quantités d'éléments autres que des hydrocarbures.
Mécanisme d'enclenchement (point déclic)	Les conditions de marché qui doivent prévaloir pour que l'ACPP, Impériale, Petro-Canada, Shell, NOVA Chemicals et Sunoco accordent leur appui à une demande de renversement de la canalisation 9. Suivant ce mécanisme, il fallait que le prix débarqué estimé du pétrole brut Brent livré à Sarnia, en Ontario, via le réseau Portland-Montréal et la canalisation 9, soit inférieur au prix débarqué du brut léger non sulfuré canadien livré à Sarnia, pendant cinq mois d'une période de sept mois consécutifs
Montant du déficit de la canalisation 9	Un montant de 10 millions \$, plus les intérêts, négocié dans le cadre de l'entente ACPP-Raffineurs, calculé à compter du 26 juillet 1996 jusqu'à la date du renversement.
MSW	Un mélange de pétrole brut léger non sulfuré d'origine canadienne.
Période principale	Les cinq premières années après le renversement de la canalisation.
Pétrole brut Brent	Type de pétrole brut léger non sulfuré produit en mer du Nord, employé comme qualité repère du pétrole aux fins des cotations de prix visant le bassin de l'Atlantique.
Pétrole brut et équivalents	Terme collectif désignant toutes les qualités de pétrole brut, y compris le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd classiques, le brut synthétique, les pentanes, les hydrocarbures plus lourdes et le bitume.
Projet de renversement de la canalisation 9	La proposition formulée par IPL en vue d'inverser la direction de l'acheminement du pétrole dans la canalisation 9, qui s'étend de Montréal, au Québec, à Sarnia, en Ontario.
Prolongation	Les années six à huit après le renversement de la canalisation.
Prolongement de Montréal	La partie du réseau d'IPL comprise entre Sarnia (Ontario) et Montréal (Québec), construite en vertu du certificat d'utilité publique OC-30, daté du 21 mai 1975.

Règlement sur les droits incitatifs

En 1995, un règlement sur les droits incitatifs a été conclu à l'issue de négociations entre l'ACPP et IPL. Ce règlement a été jugé conforme aux *Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs* de l'Office, datées du 23 août 1994, et l'Office l'a sanctionné aux termes de l'ordonnance TO-1-95.

Répartition

La manière de répartir la différence entre le volume total commandé et la capacité de service d'un pipeline, lorsque celle-ci est inférieure au volume commandé.

WTI

West Texas Intermediate - un pétrole brut léger non sulfuré, produit aux États-Unis, qui est employé comme qualité repère du pétrole brut aux fins des cotations de prix en Amérique du Nord.

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande, datée du 1^{er} mai 1997, présentée par Pipeline Interprovincial Inc., pour obtenir une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi autorisant la construction d'installations; des ordonnances aux termes de la partie IV et des articles 19 et 21 de la Loi approuvant une méthode de conception des droits applicables au transport du pétrole brut sur la canalisation 9; et diverses ordonnances concernant la mise en oeuvre du renversement de la canalisation 9;

AUX TERMES DE l'ordonnance d'audience OH-2-97 de l'Office national de l'énergie.

ENTENDUE À Calgary, en Alberta, du 5 au 8 août 1997; à London, en Ontario, du 11 au 13 août 1997; et à Calgary, du 19 août au 10 septembre 1997.

DEVANT :

R. Priddle	membre présidant l'audience
J.A. Snider	membre
R. Revel	membre

COMPARUTIONS :

C.K. Yates W.M. Moreland R.A. Neufeld	Pipeline Interprovincial Inc.
N.J. Schultz L.L. Manning	Association canadienne des producteurs pétroliers
M. Vance S. O'Neil	Ontario Pipeline Landowners Association
K.F. Miller	Small Explorers and Producers Association of Canada, ministère de l'Énergie et des Richesses naturelles de l'Alberta, Alberta Energy Company Ltd., Anderson Exploration, Canadian Natural Resources Limited, CANPET Energy Group Inc., Ressources Gulf Canada Limitée, Husky Oil Operations Ltd., Northstar Energy Corporation, Poco Petroleum Ltd., Renaissance Energy Ltd., Rigel Oil & Gas Ltd. et Talisman Energy Inc.
D.A. Holgate	La Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée et Mobil Oil Canada

M. Bonli	Crestar Energy
D.G. Davies H.R. Huber	Pétrolière impériale, NOVA Chemicals (Canada) Ltd., Petro-Canada et Shell Canada Limitée
P. Kahler P.A. McCunn-Miller	PanCanadian Petroleum Limited
S.R. Miller	Petro-Canada
L.G. Keough S. Munro	Suncor Energy
J. Watson	TransCanada Energy Limited et TransCanada PipeLines Limited
J.L. Fingarson A.S. Hollingworth D. Wood	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. United Refining Company
H.R. Hansford	Unocal Pipeline Company
J.D. Coop J.C. Turchin	Ministre de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario
J. Brisson F. Nguyen	Procureur général du Québec
M.A. Fowke G. Grondin	Avocats de l'Office

Aperçu

(Nota : L'aperçu est pour la seule commodité du lecteur; il ne fait pas partie de la décision ou des motifs de décision, que le lecteur est prié de consulter pour obtenir le détail de la décision)

Pipeline Interprovincial Inc. («IPL») a déposé une demande, en date du 1^{er} mai 1997, auprès de l'Office national de l'énergie (l'«Office») pour obtenir l'approbation des installations et de la méthode de conception des droits afin d'inverser la direction de l'acheminement du pétrole brut dans la canalisation 9 entre Montréal, au Québec, et Sarnia, en Ontario («projet de renversement de la canalisation 9»). IPL et quatre raffineurs ont élaboré le projet de renversement de la canalisation 9 pour que le pétrole brut importé au Canada grâce aux installations de Portland Pipe Line Corporation et de la compagnie Les Pipe-Lines Montréal Limitée puisse être transporté sur la canalisation 9 d'est en ouest, soit de Montréal vers les grands centres de raffinage de l'Ontario. La canalisation 9 aurait une capacité de 38 160 mètres cubes (240 000 barils) par jour.

Dans une lettre datée du 17 juillet 1997, United Refining Company («United») a demandé qu'aux termes de l'article 59 de la Loi, l'Office désigne Chippawa, en Ontario, comme destination prioritaire sur la canalisation 10 d'IPL durant les périodes où la canalisation 7 serait assujettie à la répartition de la capacité.

L'audience s'est tenue à Calgary, en Alberta, du 5 au 8 août 1997; à London, en Ontario, du 11 au 13 août 1997; et à Calgary, du 19 août au 10 septembre 1997.

Décisions

L'Office approuve la demande d'IPL visant la construction des installations du projet de renversement de la canalisation 9. Il a étudié le rapport d'examen environnemental préalable et les commentaires reçus sur le rapport, et il juge que, si les mesures d'atténuation proposées sont mises en oeuvre et que les conditions énoncées dans le rapport sont respectées, la construction des installations du projet de renversement de la canalisation 9 n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement. Cela constitue une décision aux termes de l'alinéa 20(1)a) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

Par conséquent, l'Office a délivré l'ordonnance XO-J1-34-97, qui figure à l'annexe II des présents motifs.

IPL a soutenu que l'entente ACP/Raffineurs («EAR») et les ententes subséquentes déposées auprès de l'Office durant l'instance constituent un changement important de circonstances depuis la décision RH-2-91. L'Office est d'avis que ce changement était notable et qu'il justifiait un examen des ententes négociées. L'examen du bien-fondé de la demande, fondé sur les ententes négociées, constituait la meilleure démarche pour étudier ce changement.

IPL a proposé que, durant les cinq premières années après le renversement, un droit provisoire de 3,195 \$ le mètre cube (0,508 \$ le baril) s'applique au service de Montréal à Sarnia. Le droit provisoire serait le droit définitif perçu des expéditeurs du service interruptible. Toutefois, à la fin de chaque année, toute différence entre les recettes générées par le droit provisoire et les recettes réelles d'IPL serait partagée entre les expéditeurs ayant signé des contrats et les expéditeurs de l'ancien réseau

d'IPL, selon les dispositions de l'EAR. IPL a aussi proposé que les droits applicables à la canalisation 9 soient imposés sur une base distincte entre la sixième et la huitième année suivant le renversement.

L'Office a approuvé la méthode de conception des droits proposée par IPL et les rajustements imprévus connexes à apporter au Règlement sur les droits incitatifs applicables à l'ancien réseau.

Les négociations entre IPL, Pétrolière Impériale, Petro-Canada, Shell Canada Limitée, NOVA Chemicals (Canada) Ltd. (appelées collectivement les «Raffineurs») et Sunoco Inc. ont mené à la signature de l'entente étayant les installations, par laquelle les Raffineurs ont retenu toute la capacité disponible sur la canalisation 9 inversée. IPL et les Raffineurs ont soutenu qu'IPL satisfaisait à ses obligations de transporteur public, car toutes les parties ont eu la même possibilité de prendre part aux négociations et d'obtenir par contrat l'accès à long terme à la canalisation 9 inversée. Cette position a été contestée par Suncor Energy, représentant les intérêts de Sunoco Inc. durant l'audience, qui a soutenu que le processus d'appel de soumissions d'IPL n'était ni juste ni raisonnable.

Pour qu'IPL satisfasse à ses obligations de transporteur public aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office lui ordonne de réserver, aux fins d'un appel mensuel de soumissions, 20 % de la capacité disponible de transport du pétrole brut sur la canalisation 9 inversée.

United a demandé que Chippawa, en Ontario, soit désignée comme destination prioritaire lorsque la canalisation 9 est exploitée en mode inversé pour assurer un approvisionnement suffisant à sa raffinerie de Warren, en Pennsylvanie. United s'est dite inquiète qu'en raison de la reconfiguration des canalisations 7 et 9 d'IPL, la capacité restante sur la canalisation 7 ne soit pas suffisante pour permettre à United de continuer à recevoir le gaz de l'Ouest canadien. Elle a soutenu que la répartition de la capacité de la canalisation 7 lui nuirait beaucoup et qu'elle n'était pas satisfaite de l'approche de temporisation préconisée par IPL.

L'Office reconnaît que la situation de United est unique et que la répartition de la capacité de la

Chapitre 1

Introduction

1.1 Demande de Pipeline Interprovincial Inc.

Le 1^{er} mai 1997, Pipeline Interprovincial Inc. («IPL») a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'«ONÉ») pour obtenir :

- a) une ordonnance, aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*¹ (la «Loi»), autorisant la construction de certaines installations;
- b) une ordonnance, aux termes de la partie IV de la Loi, approuvant la méthode de conception des droits décrite dans la demande;
- c) une modification, aux termes de l'article 21 de la Loi, du volet de la décision RH-2-91² qui a trait à la conception des droits applicables au prolongement de Montréal, pour permettre la perception de droits partiellement intégrés au cours de la période de transition de cinq ans postérieure au renversement;
- d) une ordonnance, aux termes du paragraphe 19(2) de la Loi, rendant provisoires, sur une base annuelle, les droits applicables au transport sur la canalisation 9 pour permettre que les droits soient perçus et rajustés conformément à l'entente relative aux droits provisoires et étayant les installations («EÉI»), telle qu'elle a été déposée dans la demande, et
- e) l'approbation de rajustements irréguliers («RI») des droits applicables à l'ancien réseau selon les modalités du Règlement sur les droits incitatifs («RDI») daté du 16 février 1995³.

Dans sa demande, IPL proposait de renverser le sens de l'écoulement du pétrole brut dans la canalisation 9 de la compagnie entre Montréal (Québec) et Sarnia (Ontario) («projet de renversement de la canalisation 9»). IPL et cinq raffineurs ont élaboré le projet de renversement de la canalisation 9 afin que le pétrole brut importé au Canada, par les installations de Portland Pipe Line Corporation («Portland Pipe Line») et Les Pipe-Lines Montréal Limitée («Pipe-Lines Montréal»), puisse être acheminé par la canalisation 9 d'est en ouest, soit de Montréal jusqu'aux grands centres de raffinage de l'Ontario. La capacité de la canalisation 9 renversée serait de 38 160 mètres cubes par jour («m³/j») (240 000 barils par jour («b/j»).

¹ L.R.C. 1985, c. N-7.

² Pipeline Interprovincial Inc., RH-2-91, Demande relative à de nouveaux droits, Motifs de décision datés de juin 1992.

³ En 1995, un Règlement sur les droits incitatifs a été conclu suite à des négociations entre l'ACPP et IPL. L'Office a jugé que ce règlement était conforme à ses *Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, datées du 23 août 1994, et il l'a approuvé en vertu de l'ordonnance TO-1-95.

La canalisation 9 comprend 832 kilomètres (517 milles) de conduite, d'un diamètre extérieur («DE») de 762 millimètres (30 pouces), et s'étend du terminal Sarnia d'IPL au terminal Montréal. Les installations requises pour réaliser le projet comprennent une nouvelle station de pompage sur la canalisation principale, des installations de pompage auxiliaire, des installations pipelières, des réservoirs et d'autres installations connexes sur la canalisation 9. En outre, la capacité de transport d'ouest en est de la canalisation 7 d'IPL serait accrue par l'ajout d'une pompe de canalisation principale au terminal Sarnia et la remise en service de deux stations de pompage (station Keyser et station Bryanston). Le projet, dont le coût est estimé à 88,7 millions \$, devait à l'origine être réalisé avant le 1^{er} avril 1998. Cependant, au cours de l'instance, la date d'achèvement a été reportée au 1^{er} juillet 1998.

La conception et l'exploitation des installations visées par la demande sont décrites au chapitre 3. Les questions touchant l'environnement et la sécurité publique, ainsi que les autres questions d'intérêt public, sont examinées aux chapitres 4 et 5. Les chapitres 6, 7 et 8 portent sur les questions économiques, tarifaires et financières.

1.2 Demande de United Refining Company

Dans une lettre datée du 17 juillet 1997, United Refining Company («United») a demandé qu'en vertu de l'article 59 de la Loi, l'Office fasse de Chippawa (Ontario) une destination prioritaire sur la canalisation 10 d'IPL quand la canalisation 7 fait l'objet d'une répartition de la capacité pipelière.

United exploite une raffinerie d'une capacité de 10 300 m³/j (65 000 b/j), qui est située à Warren (Pennsylvanie). Au moment du dépôt de la demande, United recevait 10 200 m³/j (64 000 b/j) de pétrole brut canadien importé via la canalisation 10 d'IPL et l'oléoduc Kiantone. Les questions liées à la demande de United sont analysées au chapitre 10.

Chapitre 2

Contexte

2.1 Historique de la canalisation 9

En 1973, les pays arabes exportateurs de pétrole ont imposé un embargo sur les livraisons de pétrole brut à certains pays occidentaux et ont menacé de réduire progressivement la production, ce qui aurait eu pour effet de réduire les approvisionnements en pétrole brut destinés aux raffineries du Canada atlantique et du Québec. À ce moment-là, les raffineries de Montréal étaient tributaires du pétrole brut d'outre-mer livré directement par navire ou via le réseau Portland-Montréal. Seuls des volumes limités de pétrole brut produit dans l'Ouest canadien pouvaient être livrés aux raffineries de l'Atlantique et du Québec. Le transport s'effectuait par le réseau pipelinier de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. («Trans Mountain») jusqu'à Vancouver (Colombie-Britannique), puis par navires de charge qui traversaient le canal de Panama ou, en saison, au moyen de navires-citernes qui se rendaient des ports de l'Ontario jusqu'à Montréal, en empruntant la voie maritime du Saint-Laurent.

À ce moment-là, le réseau pipelinier d'IPL s'étendait d'Edmonton (Alberta) jusqu'à la région de Toronto (Ontario) et livrait le pétrole brut canadien aux raffineries des États-Unis (É.-U.) et du Canada. Par suite de l'embargo, la vulnérabilité des raffineries du Canada atlantique et du Québec est devenue un plus grand sujet de préoccupation pour le gouvernement du Canada. Ce dernier a donc demandé à IPL d'envisager la possibilité d'agrandir son réseau pour desservir les raffineries de Montréal et de permettre aux raffineurs de Québec et de l'Atlantique, si les circonstances le justifiaient, d'utiliser les installations portuaires de Montréal pour charger les navires de pétrole brut canadien afin de livrer celui-ci aux raffineries situées plus à l'Est.

Afin d'accroître la fiabilité de l'approvisionnement pour les consommateurs de l'Est canadien, le gouvernement du Canada a conclu une entente avec IPL pour appuyer la construction d'un pipeline entre Sarnia et Montréal («prolongement de Montréal») en garantissant toute perte financière pouvant résulter de débits faibles. Cette entente, datée du 8 avril 1975 et appelée «entente de couverture de déficit», a été en vigueur pendant 20 ans à compter de la date à laquelle l'Office a donné l'autorisation de mise en service du prolongement de Montréal. Le Canada et IPL ont également conclu une convention d'option, datée du 25 février 1977, en vertu de laquelle le Canada pouvait acheter le prolongement de Montréal.

Le prolongement de Montréal, connu maintenant sous le nom de canalisation 9, a été mis en service le 4 juin 1976; sa capacité de livraison était légèrement supérieure à 50 000 m³/j (315 000 b/j).

2.1.1 Entente de renonciation

Le 4 juin 1996, IPL a annoncé qu'elle avait conclu une entente («entente de renonciation») avec le Canada relativement à la propriété future de la canalisation 9. En vertu de cette entente, le Canada et IPL ont renoncé à leurs droits et ont été dégagés de leurs obligations aux termes de l'entente de couverture de déficit et de la convention d'option, qui ont toutes deux pris fin le 2 juin 1996, et IPL continuera d'être le propriétaire-exploitant de la canalisation 9.

2.2 Conception des droits applicables au prolongement de Montréal

2.2.1 1976 - 1992

Dans les Motifs de décision RH-2-76⁴, l'Office a décrit la méthode de calcul des droits pour le prolongement de Montréal. L'Office a établi deux méthodes de calcul - une méthode d'intégration et une méthode de conception «en deux parties»-, et il a élaboré un critère pour déterminer quelle méthode conviendrait à une année donnée. La méthode qui serait retenue pour une année d'essai donnée serait celle en vertu de laquelle les droits seraient plus bas pour l'ancien réseau.

Jusqu'en 1984, les droits applicables au prolongement de Montréal ont été calculés à l'aide de la méthode de conception en deux parties. Dans sa Décision RH-3-83⁵, l'Office a ordonné à IPL d'utiliser la méthode des droits intégrés parce qu'ainsi, les expéditeurs de l'ancien réseau paieraient des droits moins élevés et les droits perçus seraient plus stables.

Dans les Motifs de décision RH-4-86⁶, l'Office a jugé que le critère de conception en deux parties, par opposition au critère d'intégration, ne serait plus appliqué. Même si l'Office a accepté que des droits intégrés soient perçus jusqu'en 1987, il a indiqué qu'étant donné son opinion sur les principes et les objectifs de la conception des droits, il n'était pas persuadé que la méthode des droits intégrés était nécessairement la plus indiquée pour le prolongement de Montréal et que toute cette question serait examinée à l'audience subséquente sur les droits d'IPL.

En réponse à une demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources datée de janvier 1991, l'Office a mené une enquête sur divers aspects de la cessation d'exploitation du prolongement de Montréal et, en avril 1991, il a diffusé un rapport intitulé «Le pipeline Sarnia-Montréal - examen et rapport de l'Office national de l'énergie». Dans ce rapport, l'Office a souligné que la prochaine audience sur les droits porterait, entre autres, sur la conception des droits.

2.2.2 RH-2-91

Dans le cadre de sa demande du 27 juin 1991 aux termes de la partie IV de la Loi, IPL a demandé que l'Office examine la méthode appropriée de conception des droits pour le renversement éventuel du prolongement de Montréal. Lors du dépôt de la demande, le prolongement de Montréal n'était pas en service, et IPL n'avait prévu aucune livraison pour l'année d'essai 1992. Pour déterminer la méthode appropriée de conception des droits pour le prolongement de Montréal renversé, l'Office a examiné si les droits devraient être calculés à part ou être intégrés, ou encore être établis selon une combinaison des deux méthodes.

Si le prolongement de Montréal était renversé, IPL proposait que les droits applicables aux installations existantes soient intégrés à ceux de l'ancien réseau et que des redevances supplémentaires soient exigées pour les installations qui seraient construites pour réaliser le projet de renversement. En vertu de cette méthode hybride de conception des droits proposée par IPL, tous les expéditeurs

⁴ Interprovincial Pipe Line Limited, RH-2-76, Audience publique relative aux tarifs et aux droits, Motifs de décision datés de décembre 1976.

⁵ Pipe Line Interprovincial Limitée, RH-3-83, Requête concernant les droits, Motifs de décision datés de février 1984.

⁶ Pipeline Interprovincial Limitée, RH-4-86, Demande relative aux droits, Motifs de décision datés de juin 1987.

empruntant le prolongement de Montréal contribueraient de manière égale à la base tarifaire existante, et les expéditeurs d'est en ouest paieraient des frais supplémentaires pour les installations qui seraient utilisées exclusivement en mode renversé.

En ce qui a trait aux principes voulant que les droits soient fondés sur les coûts et qu'il n'y ait aucune discrimination injuste, IPL a affirmé que selon la méthode de conception des droits qu'elle proposait, les droits seraient fondés sur les coûts parce qu'ils seraient basés sur les coûts inévitables réels du prolongement de Montréal et sur le coût futur des installations requises pour le renversement.

Pour déterminer quelle méthode de conception des droits serait plus appropriée pour le prolongement de Montréal renversé, l'Office s'est appuyé sur les principes établis dans les Motifs de décision RH-4-86. De façon particulière, en ce qui a trait au principe des droits fondés sur les coûts et au concept de l'utilisateur-payeur, l'Office a examiné l'intégrité physique et opérationnelle du prolongement de Montréal et de l'ancien réseau, et il a tenu compte de la mesure dans laquelle le service assuré sur le prolongement renversé serait différent du service offert sur l'ancien réseau.

Intégration physique

L'Office était d'avis que, somme toute, le prolongement de Montréal renversé ne devrait pas être considéré comme étant intégré physiquement à l'ancien réseau parce que les deux réseaux pourraient être exploités indépendamment l'un de l'autre, chacun ayant un groupe identifiable (bien que pas nécessairement unique) de clients. Compte tenu du degré limité d'intégration physique, des droits distincts devraient être perçus de manière à respecter le principe des droits fondés sur les coûts et payés par l'utilisateur.

Intégration opérationnelle

L'Office croyait que si le prolongement de Montréal était renversé, toute intégration opérationnelle de l'ancien réseau et du prolongement de Montréal serait d'abord le fait d'une propriété conjointe, puis découlerait de la nécessité de coordonner les activités de quelques éléments des réseaux.

Même si une certaine forme de droits intégrés aurait pu être plus commode pour IPL, l'Office n'a pas jugé que les opérations d'IPL feraient l'objet de restrictions indues si des droits distincts étaient établis. En outre, comme les coûts étaient déjà imputés séparément au prolongement de Montréal, des droits distincts n'auraient pas empêché IPL de maintenir son mode de fonctionnement.

Nature du service

L'Office a convenu que le renversement du prolongement de Montréal pouvait être considéré comme étant un nouveau service, et il a donc tiré deux conclusions. Premièrement, des droits calculés à part seraient plus appropriés pour le prolongement de Montréal renversé de manière à respecter le principe des droits fondés sur les coûts et le concept de l'utilisateur-payeur, parce que les utilisateurs du nouveau service devraient assumer la responsabilité financière de ce service. Deuxièmement, le principe voulant qu'il n'y ait aucune discrimination injuste serait respecté à condition que tous les expéditeurs empruntant le prolongement de Montréal renversé soient assujettis à la même structure de droits.

En conclusion, l'Office était d'avis que l'application de droits distincts répondrait le mieux au principe des droits fondés sur les coûts et payés par l'utilisateur, favoriserait l'efficacité économique, serait juste pour tous les expéditeurs et ne serait pas difficile à mettre en oeuvre ou à administrer. En outre, l'Office a décidé que les droits distincts devraient être calculés en fonction des coûts des installations existantes du prolongement de Montréal, plus les coûts associés aux installations requises pour réaliser le projet de renversement de la canalisation.

2.3 Demande visant le renversement de la canalisation 9

Dans le cadre de sa demande visant le renversement de la canalisation 9, IPL a sollicité des ordonnances approuvant la méthode de conception des droits qu'elle proposait. Cette méthodologie prévoit des modifications sur trois périodes distinctes, à savoir :

- la période postérieure à la purge et antérieure au renversement;
- les cinq premières années de la période de l'EÉI postérieure au renversement («période principale»), et
- les trois dernières années de la période de l'EÉI postérieure au renversement («prolongation»).

Il a été proposé que pendant la période postérieure à la purge et antérieure au renversement de la canalisation 9, les droits perçus soient intégrés. Au cours de la période principale, les droits seraient calculés à part, mais ils seraient intégrés à l'ancien réseau à certains égards. Au cours de la prolongation, les droits perçus seraient calculés à part.

IPL a souligné que la méthodologie proposée était le fruit de négociations entre trois parties : IPL, l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP») et un groupe de compagnies incluant Pétrolière Impériale («Imperial»), Petro-Canada, Shell Canada Limitée (Shell) et NOVA Chemicals (Canada) Ltd. («NOVA Chemicals») (compagnies appelées collectivement les «Raffineurs»). IPL était d'avis qu'en raison de l'évaluation des circonstances et des faits nouveaux depuis 1992, il convenait que l'Office modifie sa décision RH-2-91 afin de faciliter la mise en oeuvre du projet en permettant la conception de droits partiellement intégrés pendant la période principale.

IPL a souligné que les engagements financiers des Raffineurs énoncés dans l'EÉI sont conditionnels à l'approbation par l'Office de la méthode de conception des droits qui est présentée dans la demande. Elle procédera à la construction des installations requises uniquement si les Raffineurs continuent d'appuyer le projet.

2.4 Entente sur les coûts préliminaires

Le processus d'élaboration d'une entente étayant les installations a été amorcé en 1995 et a fait intervenir IPL, les Raffineurs et Sunoco Inc. («Sunoco»)⁷. Un ensemble de lettres d'entente a suivi. Sous le pli d'une lettre datée du 23 janvier 1997, IPL a transmis une lettre d'entente finale (ou entente sur les coûts préliminaires («ECP»)) aux Raffineurs et à Sunoco concernant les frais engagés par IPL relativement au renversement de la canalisation 9 avant la date d'entrée en vigueur⁸. Le but de l'EÉI

⁷ Au cours de l'instance OH-2-97, les intérêts de Sunoco ont été représentés par Suncor Energy («Suncor»).

⁸ La date d'entrée en vigueur est la date à laquelle l'EÉI est dûment signée.

était d'énoncer les modalités touchant la préparation des demandes relatives à la conception des droits et aux installations, la conception des installations de renversement, la commande des articles à long délais de livraison, et les travaux exécutés aux fins de l'évaluation de l'intégrité des installations en place.

L'ECP prévoyait qu'IPL, les Raffineurs et Sunoco négocieraient et signeraient une entente acceptable pour toutes les parties (entente étayant les installations) concernant l'utilisation à long terme des installations de renversement par les cinq expéditeurs. L'entente indiquait également que d'ici à ce que l'EÉI soit signée, IPL n'était pas tenue de déposer devant l'Office une demande relative aux installations.

L'ECP énonçait également les règles régissant la responsabilité financière des diverses parties à l'entente advenant qu'une partie se retire des négociations de l'EÉI. Si IPL se retirait, les Raffineurs et Sunoco ne seraient pas tenus de lui payer les coûts remboursables. Si, par contre, un expéditeur se retirait, il devrait payer à IPL un montant égal au pourcentage des coûts remboursables qui est prévu à l'ECP. Voici les pourcentages que les Raffineurs et Sunoco étaient tenus de verser :

Imperial	42%
Petro-Canada	23%
Shell	15%
NOVA Chemicals	10%
Sunoco	10%

L'ECP a été remplacée par l'EÉI et a pris fin le 1^{er} avril 1997.

2.4.1 Retrait de Sunoco du groupe des Raffineurs

Au début, le groupe de Raffineurs qui étayait le projet de renversement mis de l'avant par IPL était formé d'Imperial, de Petro-Canada, de Shell, de NOVA Chemicals et de Sunoco. Cependant, dans la demande, Sunoco n'est pas l'un des raffineurs étayant la proposition.

Dès le début de 1997, IPL avait obtenu, aux termes de l'ECP, un appui d'environ 13,7 millions \$, dont 10 % était la responsabilité de Sunoco. L'augmentation des responsabilités financières, ainsi que l'incertitude considérable qui, selon Sunoco, entourait le traitement réglementaire qui serait accordé au projet, ont amené Sunoco, en mars 1997, à se retirer du projet jusqu'à ce que la décision de l'Office soit connue.

2.5 Entente ACP-PP-Raffineurs

Le concept du renversement de la canalisation 9 avait existé bien avant qu'IPL dépose sa demande en mai 1997. L'ACPP, les Raffineurs et Sunoco ont entamé des négociations au milieu de 1995 et ont conclu, vers la fin de l'année, une entente qui devait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 1996. Les parties à l'entente se sont entendues sur les conditions en vertu desquelles elles appuieraient une demande déposée devant l'Office en vue du renversement de la canalisation 9. Voici quelques-unes des conditions convenues :

- le renversement serait effectué après que le prix débarqué du pétrole brut canadien livré à Sarnia serait supérieur au prix débarqué estimé du pétrole brut Brent livré à Sarnia via le

réseau Portland-Montréal et la canalisation 9, pendant cinq mois d'une période de sept mois consécutifs (cette condition était appelée «point déclic»); et

- la demande incluait un tarif conçu pour assurer le partage du risque des excédents de recettes⁹ et des déficits¹⁰ sur une canalisation 9 renversée, entre les Raffineurs et les

L'EAR peut prendre fin à deux dates. Si le renversement de la canalisation 9 est effectué avant le 31 décembre 2001, l'EAR prendra fin 60 mois après la date de renversement. Par contre, si le renversement est effectué le 31 décembre 2001 ou après cette date, l'EAR prendra fin le 31 décembre 2001.

2.6 L'entente étayant les installations

IPL a proposé de concevoir et de réaliser le projet de renversement de la canalisation 9 en tenant compte de la prévision des volumes de pétrole brut que les Raffineurs devaient lui livrer, et elle a proposé de fournir à ceux-ci un accès non réparti à la capacité pipelinière d'une canalisation 9 renversée (excluant toute capacité d'agrandissement) pour le transport du pétrole brut. En retour, les Raffineurs se sont engagés à appuyer certains aspects financiers de la conception, de la construction et de l'exploitation des installations. Les positions des deux parties sont assujetties aux modalités de l'EÉI, une entente conclue entre IPL et les Raffineurs. Les principaux points de cette entente sont analysés ci-après.

2.6.1 Durée

La date à laquelle l'entente prend effet est appelée «date d'entrée en vigueur». La date du premier jour du mois suivant le mois où les premières livraisons de pétrole brut expédiées sur la canalisation 9 renversée sont faites à un expéditeur est appelée «date de commencement». À moins que l'EÉI ne soit résiliée conformément aux dispositions qu'elle contient, elle sera en vigueur jusqu'à la fin de la période principale (le cinquième anniversaire de la date de commencement). Ce jour-là, la prolongation de l'EÉI débutera, et elle prendra fin le jour précédant immédiatement le huitième anniversaire de la date de commencement.

2.6.2 Avis de construction final

Si la décision de l'Office autorise l'installation et la construction des installations, les Raffineurs peuvent fournir à IPL, au plus tard le 31 décembre 2001, l'avis de construction final visant l'installation et la construction des installations ainsi que le renversement de la canalisation 9.

2.6.3 Droits à la capacité

Au cours de la période principale, chaque expéditeur initial¹¹ aurait, pendant chaque année contractuelle de la période principale, un accès non réparti à son volume contractuel. Après cette période, chaque expéditeur initial aurait un accès non réparti au volume contractuel établi en fonction des volumes historiques expédiés l'année précédente.

IPL peut aussi accepter des volumes commandés par des expéditeurs qui s'engagent pour une année contractuelle complète et des expéditeurs demandant un service interruptible, si les expéditeurs initiaux ont réservé une capacité inférieure à la pleine capacité disponible chaque mois de l'année contractuelle pertinente ou au cours d'un mois donné.

¹¹ Dans l'EÉI, le terme «expéditeur initial» désigne les Raffineurs et toute personne qui devient partie à l'entente en qualité d'expéditeur initial.

2.6.4 Conception des droits

L'EÉI prévoit que tout au long de la période principale, chaque expéditeur initial doit payer le droit affiché d'IPL («droit provisoire») pour chaque mètre cube de pétrole brut qu'il reçoit par la canalisation 9 renversée. Tout au long de la période principale, le droit affiché applicable au transport du pétrole brut du point de réception à Montréal au point de livraison à Sarnia serait de 3,195 \$/m³ (0,508 \$/b). Les droits provisoires applicables au transport d'un mètre cube de pétrole brut, de Montréal à d'autres points de livraison, seraient calculés en rajustant le montant susmentionné pour tenir compte de la méthode de conception des droits fondés sur la distance qu'IPL a adoptée. Au cours de la prolongation, les droits applicables au service de transport sur la canalisation 9 renversée seraient calculés à part. IPL percevrait auprès des expéditeurs d'une année contractuelle complète et aux expéditeurs du service interruptible le droit pertinent sur tous les volumes de pétrole brut livrés à ces expéditeurs par la canalisation 9 renversée.

Advenant la réinversion de la canalisation, les obligations des Raffineurs concernant le paiement des recettes annuelles nécessaires ne seraient pas modifiées sauf que le besoin en recettes annuelles, pour le reste de l'année contractuelle au cours de laquelle la réinversion serait effectuée et pour chaque année contractuelle subséquente, serait réduit du montant des coûts recouverts par IPL du fait de l'utilisation, par les expéditeurs, des installations réinversées. Il est également indiqué que la réinversion de la canalisation n'aurait pas pour effet de mettre fin à l'EÉI par l'application de la doctrine de la frustration, ou autrement.

L'EÉI définit également le besoin en recettes annuelles, les taux utilisés pour calculer la dépréciation et l'amortissement, et le montant du déficit de la canalisation 9, soit 10 000 000 \$ plus les intérêts courus sur le coût de la dette applicable au montant du déficit, du 26 juillet 1996 à la date de commencement.

En outre, l'EÉI indique la composition de la base tarifaire de la canalisation 9 et les ajouts à cette base, en plus de donner une ventilation détaillée des composantes «dette et capitaux propres» de la base tarifaire ainsi que le coût du projet.

2.6.5 Résiliation hâtive

En cas de résiliation hâtive, l'EÉI décrit comment les coûts seront répartis, selon divers scénarios. Ces scénarios incluent les circonstances où IPL ou les expéditeurs initiaux mettent fin à l'EÉI. En général, si les expéditeurs initiaux mettent fin à l'EÉI ou ne donnent pas d'avis de construction final, ils doivent rembourser à IPL la totalité, ou du moins un fort pourcentage, des coûts liés au projet, des coûts d'aménagement et des coûts d'exploitation résiduels cumulés. En revanche, si IPL met fin à l'EÉI, elle doit assumer de manière générale tous les coûts susmentionnés.

Chapitre 3

Installations

3.1 Aperçu des installations

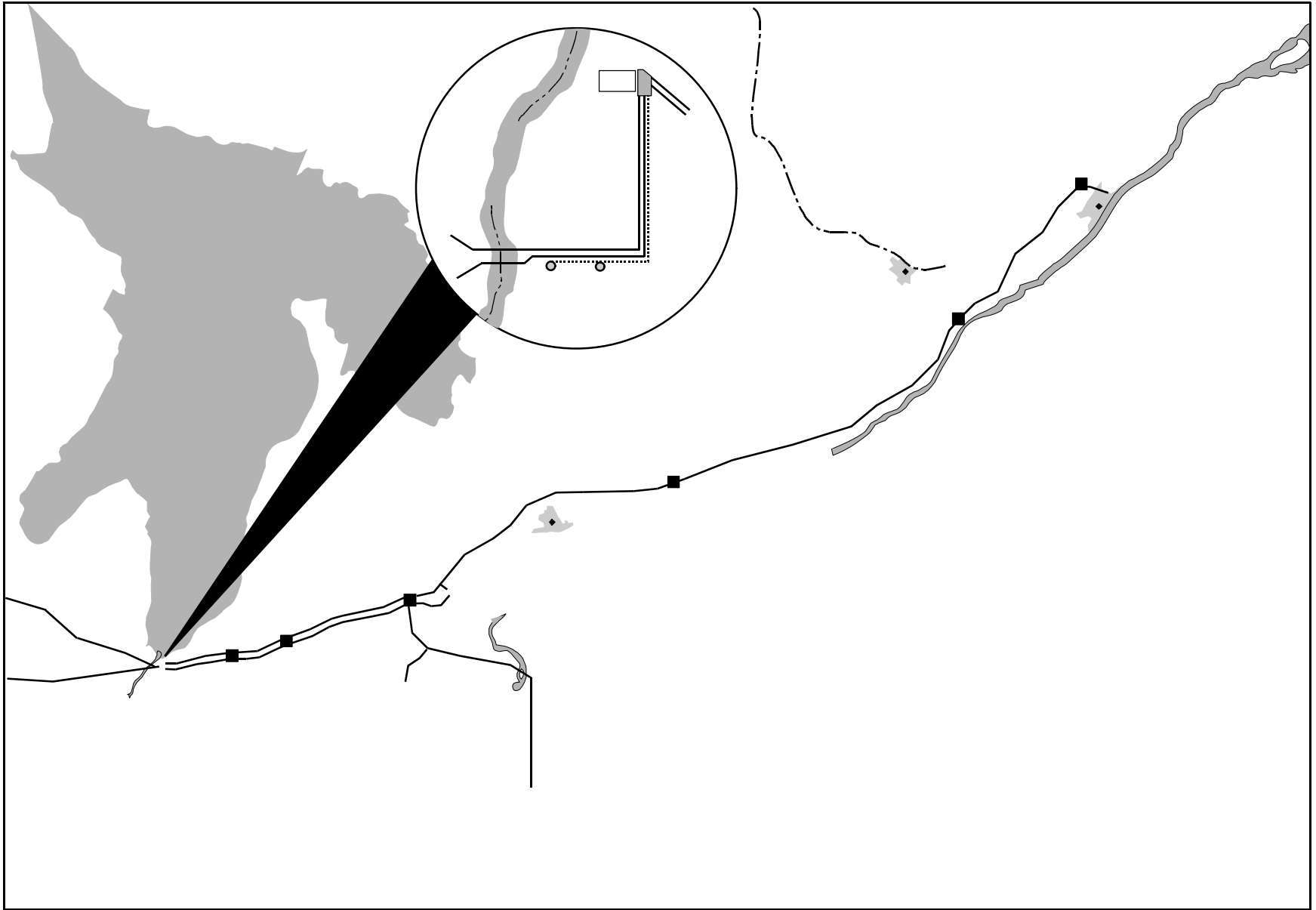
De 1976 à 1996, la canalisation 9 a acheminé du pétrole brut de Sarnia vers des points situés à l'Est. En 1996, la nature de la demande de pétrole brut des expéditeurs a eu pour effet d'interrompre les livraisons faites par le tronçon de la canalisation 9 entre North Westover (Ontario) et Montréal (Québec), appelée «canalisation 9B». Ce tronçon est rempli d'azote actuellement, mais il est disponible pour le service de transport dans le sens ouest-est. Le tronçon de la canalisation 9 entre Sarnia et North Westover («canalisation 9A») est encore exploité actuellement dans le sens ouest-est, pour l'acheminement de pétrole brut vers la station Westover et le terminal de cet endroit, à partir desquelles des quantités de ce produit sont transportées plus en aval vers les raffineries suivantes :

- raffinerie d'Oakville (Ontario) de Petro-Canada;
- raffinerie de Nanticoke (Ontario) de la compagnie Impériale, par la canalisation 11 d'IPL;
- raffinerie de Warren (Pennsylvanie, États-Unis) de United Refining Company, par la canalisation 10 d'IPL (point d'exportation de Chippawa, en Ontario) et par le pipeline Kiantone.

Le point de départ de l'exploitation renversée de la canalisation 9 serait le terminal Montréal, et son point d'arrivée, le terminal Sarnia. Le pétrole brut de provenance étrangère serait importé jusqu'à Montréal, par les installations du réseau Portland-Montréal. À partir de Montréal, il serait transporté par la canalisation 9 jusqu'aux raffineries d'Oakville, de Nanticoke et de Sarnia. Les livraisons destinées aux raffineries de la région de Sarnia (d'Impériale, de Shell et de NOVA Chemicals) seraient faites par le pipeline existant du terminal Sarnia et par un nouveau pipeline jusqu'aux branchements de raffinerie, tandis que les livraisons destinées à la raffinerie de Nanticoke seraient faites par la canalisation 11 d'IPL jusqu'au terminal Westover. Les quantités de pétrole brut destinées à la raffinerie d'Oakville passeraient par le pipeline Bronte existant et l'embranchement Clarkson, non utilisé actuellement.

L'embranchement Clarkson est un pipeline de diamètre extérieur de 610 mm (24 po) et d'une longueur de 13,6 km (8,5 mi) qui s'étend de la jonction Ninth Line sur la canalisation 9 jusqu'au terminal Clarkson. Construit en 1984, il a servi jusqu'en 1992 au transport de pétrole brut à partir de la raffinerie de Clarkson (appelée maintenant Mississauga) jusqu'à la jonction Ninth Line, où il était injecté dans la canalisation 9. Il est actuellement rempli d'azote.

L'exploitation inversée de la canalisation 9 consisterait en l'expédition de lots de pétrole brut, c'est-à-dire que des quantités séparées de pétrole brut seraient transportées en séquence par le pipeline. IPL a déclaré que la canalisation 9 serait conçue et exploitée de manière que les lots expédiés à l'origine parviendraient à leurs lieux de livraison respectifs dans les limites des normes de qualité acceptable établies. Les quantités que l'on propose de transporter par la canalisation 9 comprendraient du pétrole brut léger non sulfuré, du pétrole lubrifiant, des pétroles légers et moyens sulfurés et du condensat.



Le projet de renversement de la canalisation 9 permettrait à IPL de réinverser cette canalisation ultérieurement pour l'exploiter dans le sens ouest-est. Étant donné que la configuration originale de cette canalisation est celle d'un écoulement ouest-est, une réinversion nécessiterait peu d'installations supplémentaires. Le coût d'une réinversion des installations, estimé à 500 000 \$, entre en ligne de compte dans l'importance financière du projet de renversement de la canalisation 9.

3.1.1 Canalisation 7

La canalisation 7 d'IPL est un pipeline d'un diamètre extérieur de 508 mm (20 po) et d'une longueur de 251 km (156 mi) qui s'étend du terminal Sarnia jusqu'aux terminaux Clarkson et Bronte. Les canalisations 7 et 9 partagent l'emprise entre Sarnia et la jonction Millgrove. Elle achemine actuellement, dans le sens ouest-est, des pétroles bruts synthétiques, légers, moyens et lourds vers les raffineries d'Oakville, de Nanticoke et de Warren.

Le projet de renversement de la canalisation 9 aurait des répercussions sur l'exploitation actuelle de la canalisation 7. Comme nous l'avons vu à la section 3.2.2, la capacité de la canalisation 9 serait limitée en raison de contraintes en amont sur le réseau Portland-Montréal jusqu'en janvier 1999. La capacité limitée de la canalisation 9 inversée et la capacité actuelle de la canalisation 7 seraient donc insuffisantes pour répondre aux besoins des raffineries du centre de l'Ontario. Pour répondre à leurs besoins, IPL devrait augmenter temporairement la capacité de la canalisation 7 jusqu'à ce que la canalisation 9 puisse être exploitée à plein régime. Une fois la canalisation 9 est inversée, la canalisation 7 continuerait d'acheminer les produits vers les raffineries de l'Est, à Oakville, Nanticoke et Warren.

3.2 Conception du système

3.2.1 Installations

Le projet de renversement de la canalisation 9 toucherait surtout les installations actuelles d'IPL. Toutefois, des modifications et certains ajouts seraient nécessaires pour permettre de l'exploiter après le renversement et la réinversion.

Au terminal Montréal, il faudra modifier des conduites, installer des installations de pompage auxiliaire et les installations électriques correspondantes, mais le dispositif de réception de gare de racleur actuel et les dispositifs de comptage actuels des volumes transférés continueraient d'être utilisés. Une nouvelle station de pompage serait construite sur la canalisation principale, près de Terrebonne, au Québec. Les modifications aux conduites permettraient d'utiliser les stations de pompage actuelles de Cardinal, Hilton, North Westover et Clarkson, en Ontario.

Au terminal Sarnia, on modifierait la tuyauterie et on installerait de nouvelles conduites de raccordement. IPL construirait notamment un pipeline d'un diamètre extérieur de 508 mm (20 po) et d'une longueur de 9,8 km (6,1 mi) («canalisation 9C»). Cette canalisation commencerait au terminal Sarnia et se terminerait aux branchements de raffinerie de NOVA Chemicals et de Shell, sur l'emprise qu'IPL utilise actuellement pour les canalisations 5 et 6. Des dispositifs de gare de racleur seraient installés d'une façon permanente à chaque extrémité de la canalisation 9C de manière à faciliter l'inspection interne.

Les travaux de construction effectués le long de l'emprise de la canalisation 9 comprendraient notamment le déplacement et l'abaissement d'un tronçon d'environ 300 m de pipeline près de Pickering, en Ontario. Six installations de densitométrie et sept télécommandes de vannes seraient mises en place aux emplacements de vannes ou de stations actuels. Les autres travaux consisteraient principalement à enlever ou modifier des brides et conduites actuelles aux emplacements de stations et de vannes actuelles, en vue de permettre le renversement et la réinversion de l'écoulement.

La canalisation 7 devrait avoir une capacité de pompage supplémentaire pour accroître la capacité de transport au niveau voulu. Au terminal Sarnia, une pompe auxiliaire supplémentaire serait installée sur la canalisation principale dans le périmètre de la station initiale de la canalisation 7. Les stations de pompage actuelles de Keyser et de Bryanston, en Ontario, seraient remises en service.

IPL a indiqué que la station Keyser serait remise en service pour une courte période. En effet, selon les débits prévus, cette station ne devrait être utilisée qu'un an ou deux. Elle serait contrôlée durant toute la période et tous les travaux d'entretien nécessaires à son intégrité seraient effectués. S'il se révèle nécessaire d'utiliser la station Keyser durant plus d'un an ou deux (si les volumes réels sont plus grands que prévu à long terme), IPL réévaluera la nécessité de l'utiliser plus longuement et s'occupera des autres questions à régler en lien avec cette possibilité à ce moment.

Montréal puissent répondre aux besoins actuels et à venir des raffineries de Montréal de même qu'aux besoins des expéditeurs qui utilisent la canalisation 9.

Dans sa réponse au Québec, IPL a exprimé de la difficulté à comprendre comment l'Office pourrait appliquer cette condition étant donné que les citernes de stockage de Montréal n'appartiennent pas à IPL et ne sont pas réglementées par l'Office.

Terminal Westover

IPL possède et exploite sept citernes de stockage de brut au terminal Westover. Après le renversement de la canalisation 9, ces sept citernes continueraient d'être utilisées pour la réception du brut canadien en provenance de l'Ouest par la canalisation 7.

En ce qui concerne les volumes de brut de provenance étrangère et transportés par la canalisation 9, les prévisions d'IPL annoncent que seul le pétrole brut sulfuré serait livré au terminal Westover en vue d'être acheminé vers Nanticoke. Pour séparer le brut sulfuré du brut canadien de l'Ouest arrivant à Westover, IPL construirait une citerne de stockage de 23 580 m³ (150 000 b) sur un terrain qui lui appartient déjà, pour y stocker le brut léger sulfuré. Si d'autres quantités de brut de provenance étrangère devaient entrer dans le terminal Westover, IPL suppose qu'elles seraient stockées dans la citerne nouvellement construite pour le brut léger sulfuré.

Terminal Sarnia

IPL possède et exploite 17 citernes de stockage de brut au terminal Sarnia. Le brut de provenance étrangère arrivant au terminal Sarnia pourrait être versé dans l'une des citernes du parc de stockage. Toutefois, trois des citernes existantes seraient réservées aux fins du projet de renversement de la canalisation 9 pour le stockage de brut de provenance étrangère (tout le brut de provenance étrangère serait séparé du brut canadien de l'Ouest). Bien qu'elle se propose de répartir ainsi la capacité de stockage, IPL a fait remarquer que la façon la plus efficace d'utiliser toutes les citernes est déterminée durant l'exploitation le jour du parc de stockage. La répartition des citernes au terminal Sarnia et la base des taux utilisés sont décrites plus en détail en 8.6.6.

3.2.1.2 Réinversion de la canalisation 9

Pour faciliter la réinversion de la canalisation 9, des anneaux d'écartement et des brides pleines seraient utilisés avec la tuyauterie de raccordement aux stations et aux terminaux de la canalisation 9. De plus, le système de commande de pipeline de la canalisation 9 en mode renversé serait conçu intégralement en fonction d'une réinversion ultérieure.

Pour ce qui est de la durée de l'exploitation en mode renversé, IPL a déclaré que la station serait conçue de manière à permettre de réinverser tout le réseau de la canalisation 9 en moins de six semaines. Toutefois, la canalisation 9A pourrait être réinversée en moins de deux semaines, étant donné qu'elle nécessiterait moins de modifications aux installations que ne le ferait la canalisation 9B, plus longue.

Le Québec a exprimé l'avis que l'ajout du matériel de réinversion dans le projet de renversement de la canalisation 9 est essentiel pour garantir la sûreté des approvisionnements des raffineries de Montréal en brut canadien de l'Ouest. Cependant, les mécanismes administratifs, les délais de préparation et la

capacité de pompage associés à la réinversion lui causent de l'inquiétude. La question de la réinversion et, en particulier, les préoccupations du Québec sont décrites plus en détail au chapitre 9.

3.2.2 Capacité

La capacité annuelle actuelle des canalisations 7 et 9 est de 17 500 m³/j (110 100 b/j) et 35 400 m³/j (222 800 b/j) respectivement.

La canalisation 9 exploitée en mode renversé aurait une capacité annuelle de 38 160 m³/j (240 000 b/j). Toutefois, cette capacité ne serait pas réalisable immédiatement après le renversement, en raison des contraintes posées en amont par le réseau Portland-Montréal.

Le réseau Portland-Montréal approvisionne actuellement les raffineries de Montréal au moyen d'un pipeline d'un diamètre extérieur de 610 mm (24 po) qui achemine le brut de Portland (Maine) vers Montréal. La capacité maximale actuelle du pipeline est 43 600 m³/j (275 000 b/j). La compagnie Les Pipe-Lines Montréal Limitée a déposé deux demandes à l'Office en vue de deux projets qui accroîtraient la capacité de livraison de brut à Montréal.

Le premier projet permettrait de porter la capacité du pipeline de diamètre extérieur de 610 mm à 61 600 m³/j (388 000 b/j) d'ici le 1^{er} avril 1998. IPL a déclaré que la demande des raffineries de Montréal pourrait augmenter en 1998 pour atteindre 35 000 m³/j (220 000 b/j). C'est pourquoi, compte tenu des variations de la demande et des différences entre la capacité nominale et la capacité annuelle, environ 25 440 m³/j (160 000 b/j) de brut seraient disponibles pour répondre aux besoins durant la première année d'exploitation de la canalisation 9 en mode renversé.

Le second projet consiste à transformer, d'ici le 1^{er} janvier 1999, un pipeline d'un diamètre extérieur de 457 mm (18 po) qui sert actuellement à transporter du gaz naturel entre Portland et Montréal. La capacité de ce pipeline, muni de quatre stations de pompage, serait de 21 700 m³/j (137 000 b/j). Une fois les deux projets exécutés, le réseau Portland-Montréal aurait une capacité réunie de 83 300 m³/j (525 000 b/j) pour répondre aux besoins des raffineries de Montréal et aux besoins d'expédition par la canalisation 9.

IPL propose d'accroître la capacité de la canalisation 7 pour compenser la diminution des volumes transportés par la canalisation 9 dans le centre de l'Ontario. La capacité de la canalisation 7 serait portée à 28 600 m³/j (180 000 b/j). La différence entre la demande totale des raffineries de 38 160 m³/j (240 000 b/j) et la capacité de 28 600 m³/j (180 000 b/j) de la canalisation 7 serait comblée par des volumes expédiés au moyen de la canalisation 9 renversée. IPL s'attend que le débit de la canalisation 7 baisse à 20 000 m³/j (126 000 b/j) au fur et à mesure que le brut canadien de l'Ouest sera remplacé par des volumes croissants de brut de provenance étrangère. La canalisation 7 pourrait transporter ce volume de produits en se servant uniquement des stations de pompage en service à Sarnia et Bryanston.

Les raffineurs ont annoncé qu'ils utiliseraient pleinement la capacité de 38 160 m³/j (240 000 b/j) de la canalisation 9 exploitée après le renversement.

3.2.3 Accroissement de capacité

La demande d'IPL ne mentionne aucune installation en lien avec un accroissement de capacité (au-delà de la capacité nominale de 38 160 m³/j (240 000 b/j)), mais, au cours du processus, il a été question de la possibilité d'accroître la capacité de la canalisation 9 en mode renversé. IPL a déclaré que, selon les travaux de conception, la capacité de la canalisation 9 pourrait être accrue en quatre phases, en vue d'une capacité annuelle d'environ 78 820 m³/j (496 000 b/j).

La phase 1 comprendrait la mise en place d'installations d'agent réducteur de traînée («ART») aux stations de pompage Cardinal et Hilton, soit un investissement estimatif de 350 000 \$. Ces ajouts permettraient une capacité supplémentaire de 3 970 m³/j (25 000 b/j). Les autres phases d'expansion nécessiteraient l'ajout de nombreuses stations de pompage sur la canalisation 9 ainsi que la construction de grandes installations d'expansion sur le réseau Portland-Montréal.

IPL a déclaré qu'il est raisonnable d'envisager de porter la capacité annuelle de la canalisation 7 à 33 530 m³/j (211 000 b/j) grâce à l'ajout d'une quatrième station de pompage. L'augmentation de capacité ainsi permise représenterait un investissement estimatif de 6 millions \$, sans compter les coûts éventuels de modifications à la station Keyser.

3.2.4 Conceptions de rechange

United Refining Company a déclaré que le projet de renversement de la canalisation 9 modifierait considérablement l'exploitation des pipelines d'IPL à l'est de Sarnia. Les canalisations 7 et 9A ont actuellement une capacité globale ouest-est de 52 900 m³/j (333 000 b/j), tandis que les raffineries desservies ont besoin de 38 200 m³/j (240 000 b/j) de brut. United a précisé que si la canalisation 9A est renversée, la capacité de transport ouest-est serait inférieure aux expéditions effectuées habituellement à ces raffineries et que les commandes pour les expéditions d'ouest en est seraient vraisemblablement supérieures à la capacité de la canalisation 7 durant la saison. C'est pourquoi United soutient que la marge d'erreur retenue dans la modification de la conception de la canalisation 7 est inadéquate.

Compte tenu de ces causes d'inquiétude, United s'interroge sur la conception proposée de la canalisation 7 et désire savoir si des configurations de rechange ont été prises en considération. Elle s'est penchée en particulier sur la possibilité de renverser la canalisation 7 pour répondre aux besoins des raffineries de Sarnia et sur la possibilité de continuer d'exploiter la canalisation 9A dans le sens ouest-est pour le transport du brut canadien de l'Ouest. IPL a répondu qu'elle avait accordé de l'attention à cette option de configuration, mais brièvement et sans entrer dans le détail pour les raisons suivantes :

- étant donné que la capacité de la canalisation 7 exploitée en mode renversé serait considérablement inférieure à la capacité de la canalisation 9A en mode renversé, l'utilisation de la canalisation 7 limiterait la capacité de la canalisation 9 en mode renversé;
- le transport de brut par la canalisation 9A dans la direction ouest-est ne serait pas une façon efficace d'utiliser des installations pipelinières;
- selon les prévisions de l'industrie, la canalisation 7 aurait une capacité suffisante pour transporter les volumes de brut dans la direction ouest-est.

Durant l'instance, IPL a répété que la configuration proposée pour les canalisations 7 et 9 suffirait à répondre aux besoins prévus par tous ses expéditeurs. Malgré les garanties d'IPL, United affirme que ses inquiétudes justifient une demande devant l'Office pour obtenir une désignation de destination prioritaire sur la canalisation 7, telle que décrite au chapitre 10.

Le ministère de l'Énergie de l'Alberta, la Small Explorers and Producers Association of Alberta, Canada Gulf Ressources Limitée, Talisman Energy Inc. et Renaissance Energy Inc. («le MÉA et les Producteurs») ont également exprimé des doutes au sujet de la configuration de pipeline proposée par IPL, à savoir notamment s'il est techniquement possible d'accroître la capacité de la canalisation 7 (en supposant un stock en canalisation composé à 100 % de brut léger) pour qu'elle soit plus grande que la capacité proposée pour la canalisation 9A. IPL a indiqué que, même si ce serait possible théoriquement, il n'aurait pas été pratique d'installer un pipeline d'un diamètre extérieur de 508 mm à l'extrémité d'un pipeline d'un diamètre extérieur de 762 mm et d'accroître ensuite la capacité du pipeline au diamètre extérieur le plus petit d'une manière qui ne répondrait plus aux principes de rentabilité normale de la conception des pipelines.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que les conceptions qu'IPL propose pour les canalisations 7 et 9 répondront à la demande prévue des raffineries. La demande présentée par United pour obtenir la désignation de destination prioritaire est traitée au chapitre 10, et les préoccupations du Québec au sujet de la réinversion, au chapitre 9. Aux fins de la présente instance, les éléments de preuve relatifs à l'accroissement possible de la capacité au-delà de la capacité des installations visées dans la demande n'ont pas été pris en considération, car la demande à l'étude ne porte pas sur ce point. De plus, rien n'atteste d'une demande d'approbation de capacité supplémentaire.

3.3 Intégrité

3.3.1 Canalisation 9

Durant l'instance, IPL a mentionné qu'elle a effectué un essai hydrostatique sur la canalisation 9 et sur l'embranchement Clarkson et qu'aucune fuite ni rupture n'a été constatée sur la canalisation principale. De l'avis de l'IPL, les résultats de l'essai hydrostatique confirment l'intégrité structurale des pipelines visés dans le projet de renversement de la canalisation 9.

IPL a exécuté régulièrement des inspections en ligne pour s'assurer qu'aucune perte ni déformation de métal ne compromette l'intégrité de la canalisation 9. Ces dernières inspections ont été effectuées en 1994 et 1995 au moyen d'un outil de détection de perte de métal à haute résolution. Les résultats attestent que l'incidence de perte de métal extérieur est relativement faible. C'est pourquoi IPL a conclu que le détachement du ruban extérieur est mineur. Certains cas mineurs de corrosion interne ont été observés également et IPL est d'avis que cette corrosion est probablement due à certaines conditions de faible débit survenues dans le passé. En ce qui concerne l'exploitation de la canalisation 9 en mode renversé, IPL s'attend que les caractéristiques d'écoulement et les indices de corrosion associés aux produits ne nécessiteraient que des mesures minimales d'atténuation de corrosion interne.

L'inspection en ligne la plus récente effectuée au moyen d'un instrument de mesure géométrique à haute résolution (en 1994 et 1995) a révélé la présence de 2 026 enfoncements supérieurs à 2 % du

diamètre de pipeline. Toutefois, un seul enfoncement (réparé par la suite) avait une profondeur supérieure à la limite établie par la norme CSA Z662, soit 6 % du diamètre de pipeline, ce qui rend la réparation obligatoire. Sur les 2 025 enfoncements, 97 % étaient supérieurs à entre 2 % et 4 % du diamètre de la conduite. IPL a déclaré que la majeure partie de ces déformations ont été causées à la base du pipeline par le contact avec la roche après le tassement des conduites, par l'inégalité de la tranchée ou par des pressions exercées autrement à d'autres points. IPL a analysé les données d'inspection en ligne pour évaluer la dynamique des enfoncements et a déclaré que le tassement de la canalisation 9 est terminé, qu'elle est désormais immobile dans la tranchée et qu'elle s'attend à aucun autre enfoncement ne se produira.

IPL inspecte la canalisation 9 depuis 1993 pour détecter toute fissuration par corrosion sous tension («FCST»). Elle a conçu un modèle de FCST avec conditions de terrain dans lesquelles entrent en ligne de compte le sol, le drainage et la topographie le long de tronçons de la canalisation 9 où les conditions sont propices à la FCST. Le modèle a permis de répertorier 716 zones où ces conditions environnementales sont présentes entre Sarnia et Montréal. Pour dresser une liste de lieux possibles d'excavation, IPL a combiné les données d'inspection en ligne et le modèle des conditions de terrain et effectué subséquemment 19 excavations d'inspection à la recherche de FCST. En plus de ces excavations, IPL a profité des excavations d'entretien courant pour chercher des traces de FCST. IPL a déclaré que, selon les résultats de toutes les excavations de recherche, des cas de FCST pourraient se produire à l'état initial sur la canalisation 9, mais que les indices maximaux observés étaient peu importants, selon les définitions qu'en donne le *Rapport de l'enquête publique sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et des gazoducs canadiens* de l'Office («rapport d'enquête sur la FCST»).¹³

Conformément à une recommandation du rapport d'enquête sur la FCST, IPL a déposé à l'Office un programme de gestion de FCST dans lequel sont décrites notamment les mesures prévues par IPL pour surveiller et corriger les cas de FCST le long de la canalisation 9. Durant l'instance, l'Ontario Pipeline Landowners Association («OPLA») et l'Office ont interrogé IPL au sujet de ses activités de gestion de FCST, en particulier sur l'utilisation de son modèle des conditions de terrain. IPL a répondu que son modèle des conditions de terrain est amélioré continuellement au fur et à mesure que les excavations sont effectuées et que les données d'enquête sont analysées. IPL a rappelé qu'elle s'est engagée à surveiller continuellement la FCST sur la canalisation 9.

Pour préserver l'intégrité globale de la canalisation 9, IPL a pris les engagements suivants :

- Le contrôle de la corrosion serait maintenu au moyen d'un dispositif de protection cathodique conforme à la norme CSA Z662.
- IPL continuerait d'effectuer des inspections en ligne pour surveiller l'état de la canalisation 9 et élaborerait des programmes de gestion d'intégrité de pipeline. Des inspections en ligne seraient effectuées périodiquement au moyen d'instruments de mesure géométrique et de détection de perte de métal au cours d'une période de trois à neuf ans, tout dépendant de facteurs tels que les résultats d'inspections antérieures et le rendement du dispositif de protection cathodique.
- IPL continuerait de surveiller l'emprise de la canalisation 9 au moyen de patrouilles aériennes et terrestres effectuées régulièrement.

¹³ MH-2-95, rapport daté de novembre 1996.

Pour ce qui est de la détection des fuites, IPL a déclaré qu'elle continuerait de se fier à diverses techniques, notamment les survols aériens, les patrouilles terrestres, les rapports de tierce partie, les détecteurs de produits installés stratégiquement, la surveillance de l'état du pipeline au moyen du SCADA ainsi que son système informatique de surveillance de pipeline.

3.3.2 Canalisation 7

IPL s'est fondée sur ses activités d'inspection et d'entretien pour déclarer que la canalisation 7 présente très peu d'anomalies en ce qui concerne la géométrie et les pertes métalliques. Les résultats préliminaires d'une inspection en ligne effectuée en 1997 au moyen d'un outil de détection de perte de métal à haute résolution attestent que la grande majeure partie des pertes de métal était mineure. Compte tenu de ces résultats préliminaires, des excavations sont prévues à dix emplacements auxquels des cas de corrosion supérieure aux limites d'IPL ont été constatés. D'autres fouilles seraient effectuées à dix emplacements supplémentaires pour vérifier la précision de l'étalonnage, et à cinq autres emplacements pour examiner des anomalies d'enfoncement. IPL a déclaré que les résultats de ces excavations contribueront à orienter toute activité corrective supplémentaire le long de la canalisation 7.

En ce qui concerne la FCST, IPL a déclaré que les risques sur la canalisation 7 sont minimes, étant donné que la plupart des éléments du pipeline sont recouverts d'un émail à base de goudron de houille à rendement satisfaisant. Aucun modèle d'étude de la FCST n'a été conçu pour les sections revêtues d'émail à base de goudron de houille, mais des examens ont été effectués à quatre emplacements en vue de déceler des traces de FCST et les résultats ont été négatifs. IPL s'est néanmoins engagée à poursuivre la surveillance de la FCST sur les sections goudronnées de la canalisation 7.

Presque toutes les stations de la canalisation 7 comportent des tuyaux revêtus de ruban de polyéthylène et c'est pourquoi IPL est d'avis que ces stations sont exposées à la FCST, indépendamment des accroissements de débit proposés. Un seul examen effectué à cette fin sur la conduite revêtue de ruban de polyéthylène de la station Keyser a révélé la présence de FCST. Toutefois, les sections exposées à la FCST ne représentent ensemble qu'une fraction de la longueur totale de la canalisation 7 et sont dans des périmètres appartenant à IPL. Dans son programme de gestion de la FCST, IPL s'est engagée à spécifier les sections recouvertes de ruban de polyéthylène sur la canalisation principale des stations le long de la canalisation 7 d'ici le 30 avril 1998. Dans les stations où il y a des sections revêtues de ruban de polyéthylène, certaines des sections feraient l'objet de l'essai hydrostatique ou seraient remplacées par de nouvelles sections dont le revêtement ne permet aucun risque de FCST¹⁴, et des excavations supplémentaires visant à déceler la FCST sur les sections revêtues de ruban de polyéthylène seraient exécutées.

3.3.3 Pressions maximales de service

Comme on l'a mentionné en 3.3.1, la canalisation 9 et l'embranchement Clarkson ont fait l'objet d'un essai hydrostatique récemment. Il est prévu que la canalisation 9C ferait l'objet d'un essai de ce genre une fois construite. Les pressions maximales de service proposées pour la canalisation 9, l'embranchement Clarkson et la canalisation 9C sont énumérés au tableau 3.1.

¹⁴ Selon le rapport d'enquête de l'Office sur la FCST (p. 59), il est établi que les revêtements d'époxy lié par fusion, d'uréthane, d'époxy liquide et de polyéthylène extrudé peuvent protéger efficacement de la FCST.

Tableau 3-1
Pressions maximales de service proposées

section d'essai	section est borne kilométrique	pression d'essai hydrostatique (kPa)	PMS proposée (kPa)
1	2 826,137	6 426	5 141
2	2 903,031	5 061	4 049
3	2 961,804	5 798	4 639
4	2 997,500	5 792	4 634
5	3 023,973	7 357	5 886
6	3 093,529	6 715	5 372
7	3 136,644	5 557	4 446
8	3 182,478	5 702	4 562
9	3 213,957	5 412	4 330
10	3 237,067	7 515	6 012
11	3 291,623	6 715	5 372
12	3 354,967	5 978	4 782
13	3 430,402	5 964	4 771
14	3 483,119	5 861	4 688
15	3 527,473	5 840	4 672
16	3 601,647	5 585	4 468
17	3 616,533	5 826	4 661
18	3 636,470	3 103	2 482
19 (embranchement Clarkson)	3 022,209	8 122	6 498
20 (canalisation 9C)	2 803,310	12 593	10 075

Le premier essai hydrostatique de la canalisation 7 a été effectué en 1957. C'est aux pressions maximales de service établies à la suite de cet essai que la canalisation 7 a été exploitée de 1957 à 1966. En 1966, le pipeline a fait l'objet d'un essai hydrostatique à partir de Sarnia jusqu'à la borne kilométrique 2989.23, selon les critères d'essai en vigueur à ce moment, en vue d'accroître les pressions maximales de service. Si les stations Keyser et Bryanston sont remises en service tel que proposé, la canalisation 7 continuerait d'être exploitée à des pressions conformes aux limites actuelles.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que l'intégrité des installations actuelles est de nature à permettre l'exploitation des canalisations 7 et 9 en sécurité. L'Office note en particulier que la canalisation 9 a fait l'objet d'un essai hydrostatique qui atteste de l'intégrité structurale du pipeline et qu'aucune déféctuosité quasi-critique ne s'y trouve aujourd'hui.

L'Office est convaincu que les pratiques d'exploitation et de surveillance d'IPL permettront d'assurer l'intégrité continue des canalisations 7 et 9. En ce qui concerne la FCST, les plans de surveillance et de correction proposés par IPL continueront d'être traités séparément par l'Office.

Chapitre 4

Environnement et sécurité publique

4.1 Rapport d'examen environnemental préalable

En vertu de son processus de réglementation et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*¹⁵ («LCÉE»), l'Office a rédigé un rapport d'examen environnemental préalable sur la construction projetée des installations liées au projet de renversement de la canalisation 9. L'Office a transmis un exemplaire du rapport au demandeur et aux organismes fédéraux qui ont fourni des avis spécialisés. Aucune partie à la présente instance n'a demandé une copie du rapport.

Après avoir examiné le rapport d'examen environnemental préalable et les commentaires reçus sur ce dernier, l'Office juge que, si les mesures d'atténuation proposées et les mesures énoncées dans les conditions jointes à l'ordonnance XO-J1-34-97 sont prises, le projet de renversement de la canalisation 9 mis de l'avant par IPL ne devrait pas avoir d'effets négatifs importants. Cette décision est prise aux termes de l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE.

Les commentaires reçus et les opinions de l'Office constituent respectivement les annexes I et II du rapport d'examen environnemental préalable. On peut se procurer des copies de ce rapport auprès du Bureau du soutien à la réglementation de l'Office.

4.2 Intervention d'urgence

En vertu de l'alinéa 48(1)1) du *Règlement sur les pipelines terrestres*, le plan d'intervention d'urgence («PIU») d'IPL a été déposé auprès de l'Office. IPL s'est engagée à déposer un PIU mis à jour pour refléter le changement projeté de mode d'exploitation de la canalisation 9 et tenir compte de la canalisation latérale Clarkson.

Dans le cadre de son programme d'information publique, IPL a indiqué que tous les deux ou trois ans, elle communique avec les services gouvernementaux, de police et d'incendie le long de la canalisation 9 et de la canalisation latérale Clarkson. Le but de ces contacts est de mettre ces services au courant de l'emplacement des installations de la compagnie, de leur fournir un numéro de téléphone d'urgence 24 h sur 24 et de leur communiquer la marche à suivre en cas d'urgence. IPL fournit une brochure sur la sécurité, une carte indiquant l'emplacement des installations de la compagnie ainsi que le dépliant de l'Office intitulé *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline*. Pour les services de police et d'incendie en particulier, IPL fournit une brochure intitulée *Emergency Call Out Procedures* (procédures d'appel d'urgence), qui renferme des renseignements concernant l'intervention d'urgence aux stations ainsi que les fiches signalétiques («FS») visant les produits expédiés. Les FS fournissent des renseignements détaillés sur les caractéristiques du produit, sur les dangers inhérents à chacun, sur les premiers soins à dispenser et sur les mesures de lutte contre l'incendie. IPL a indiqué qu'elle communiquerait avec les services gouvernementaux, de police et d'incendie le long de la

¹⁵ L.C. 1992, c. 37.

canalisation 9 et de la canalisation latérale Clarkson avant que les pipelines soient mis en place en mode renversé.

Le programme annuel d'information publique d'IPL à l'intention des propriétaires fonciers et des locataires¹⁶ vise essentiellement à s'assurer que ceux-ci sont au fait de l'emplacement des installations de la compagnie, des produits expédiés, des exigences associées aux travaux d'excavation à proximité des pipelines ainsi que de la marche à suivre en cas d'urgence. Les propriétaires et les locataires reçoivent une lettre sur les questions de sécurité de la part du directeur régional, une brochure sur la sécurité, le dépliant de l'Office intitulé *Vivre et travailler à proximité d'un pipeline* et un document de promotion indiquant le numéro de téléphone d'urgence en tous temps. Outre les propriétaires et les locataires, le programme d'information publique d'IPL vise les «voisins», soit les personnes vivant dans un rayon de 60 m de l'emprise, ainsi que les municipalités, les cantons et les collectivités.

L'Office a demandé s'il y avait des personnes vivant à l'extérieur de la zone de notification de 60 m qui pouvaient être affectés par une fuite ou une rupture de la canalisation 9. IPL a répondu que cela était parfaitement possible mais que par mesure d'efficacité, il fallait délimiter la zone de notification d'une manière quelconque. IPL a été incapable d'expliquer comment cette limite de 60 m avait été établie, sinon par le fait que cette limite faisait partie du programme d'information publique depuis la création de ce dernier.

IPL a indiqué qu'elle n'a pas établi, pour la canalisation 9, des zones de danger semblables à celles qui avaient été définies aux cours de l'instance visant la canalisation 8¹⁷. IPL a fait part de ses préoccupations concernant l'imposition d'une modalité qui l'obligerait à établir des zones de danger pour la canalisation 9 ou à expliquer pourquoi les zones de danger de la canalisation 8 seraient appropriées pour la canalisation 9. IPL a indiqué que les zones de danger de la canalisation 8 ont été définies pour calculer les risques auxquelles des personnes pourraient être exposées dans diverses circonstances, non pour servir à la mise en oeuvre d'un plan d'intervention d'urgence relativement à la notification du public.

IPL a fait valoir que le paragraphe 50(1) du *Règlement sur les pipelines terrestres* ne prescrit pas de zone précise dans laquelle une compagnie doit mener son programme d'information publique. En outre, la zone de notification actuelle de 60 m de la compagnie dépasse les pratiques courantes de l'industrie dans la région de l'Est. Cependant, IPL serait disposée à porter à 80 m sa zone de notification pour les programmes futurs d'information. Cette distance était basée sur l'un des scénarios de danger proposés dans l'évaluation comparative des risques de la canalisation 8¹⁸, à savoir que la zone de danger pour un gisement en combustion aurait environ 80 m de diamètre.

Quand on lui a demandé si des personnes vivant au-delà de cette zone de 80 m pouvaient être touchées pendant les mesures d'urgence, IPL a répondu qu'elle s'efforce de donner l'avis le plus

¹⁶ IPL définit les propriétaires fonciers comme étant les détenteurs de titres de propriété le long de l'emprise, et les locataires comme étant des personnes qui sont des résidents mais non des détenteurs de titres.

¹⁷ Pipeline Interprovincial Inc., OH-4-96, Demande visant la construction d'installations supplémentaires et la remise en service d'installations existantes, Motifs de décision d'avril 1997. L'Office a assorti cette décision d'une modalité obligeant IPL à informer les municipalités, les propriétaires et autres résidents pouvant vivre dans les zones dangereuses définies du réseau de transport de produits pétroliers de la canalisation 8 proposée, des mesures à prendre en cas d'urgence pipelinière.

¹⁸ *Final Report for Line 8 Oil Products Transportation Project, Comparative Risk Assessment*, F.G. Bercha and Associates (Alberta) Limited, décembre 1996, p. 4.12, déposé comme pièce B-17 à l'audience OH-4-96.

efficace possible, tout en reconnaissant qu'il est probablement impossible de joindre toutes les personnes. Selon IPL, le fait de communiquer personnellement avec les propriétaires fonciers les plus proches du pipeline constitue une mesure très efficace et efficiente. Cependant, cette intervention devient beaucoup moins efficace à mesure que la distance par rapport au pipeline augmente.

Dans la plaidoirie finale, IPL a fait valoir que la communication personnelle des dangers pose des problèmes de logistique et accentue les perceptions de problèmes qui peuvent exister ou ne pas exister. IPL a jugé qu'il n'y avait pas lieu pour l'Office d'imposer une condition découlant d'une critique formulée à l'instance relative à la canalisation 8. De l'avis d'IPL, son programme d'information publique est complet et a assuré une sécurité suffisante par le passé.

Opinion de l'Office

Les auteurs du *Rapport d'enquête sur la FCST* recommandent que l'Office examine les pratiques des compagnies en matière d'intervention d'urgence pour s'assurer qu'une formation adéquate est offerte aux organisations de première intervention et qu'une information appropriée est fournie aux collectivités au sujet de la marche à suivre en cas d'urgence pipelinière.

L'Office traitera de la question des pratiques d'intervention d'urgence d'IPL hors du cadre des présents motifs de décision et dans le cadre de la fonction de vérification de sécurité. D'ici là, l'Office ordonne à IPL d'appliquer ses méthodes actuelles en matière d'état de préparation en cas d'urgence le long de la canalisation 9 et de la canalisation latérale Clarkson.

Chapitre 5

Autres questions d'intérêt public

5.1 Préavis public

Selon les *Directives concernant les exigences de dépôt*, avant de déposer une demande visant des installations, le promoteur doit mettre en oeuvre un programme d'information qui expose au public les effets environnementaux et sociaux éventuels du projet, qui lui donne l'occasion et le temps de formuler des commentaires et qui répond aux préoccupations soulevées. On s'attend à ce que le projet présenté tienne compte des avis exprimés par le public à l'étape de la conception et de l'élaboration du projet.

IPL a soutenu que son programme de préavis public concernant le projet de renversement de la canalisation 9 avait pour objet de favoriser les communications entre la compagnie et les personnes intéressées. Le programme comprenait la préparation et la diffusion de bulletins d'information aux parties touchées, des séances portes ouvertes tenues à divers endroits entre Montréal et Sarnia, l'établissement d'une ligne téléphonique directe 1-800 pour aider à répondre aux questions du public, ainsi que des réunions avec des particuliers et des groupes qui désiraient discuter de questions précises.

Entre août 1996 et juin 1997, IPL a envoyé quatre bulletins d'information publique aux propriétaires fonciers vivant le long de l'emprise de sa canalisation 9, de même qu'à d'autres groupes d'intérêt concernés.

À compter du 4 novembre 1996, la compagnie a fait paraître dans les journaux de la région des annonces sur les séances portes ouvertes; ces annonces décrivaient le projet de renversement de la canalisation 9, invitaient toutes les parties à assister aux séances portes ouvertes prévues et indiquaient un numéro 1-800 auquel le public pouvait appeler pour poser des questions ou formuler des commentaires sur le projet.

En outre, IPL a publié des avis dans les journaux pour annoncer des séances portes ouvertes à Terrebonne, Westover et Sarnia, séances qui portaient précisément sur les travaux à effectuer dans ces endroits.

Entre le 18 novembre et le 5 décembre 1996, des exposés ont été faits lors de 12 séances portes ouvertes tenues dans le voisinage immédiat de l'emprise de la canalisation 9, entre Montréal et Sarnia. En tout, 113 personnes s'y sont inscrites.

Par ailleurs, IPL a tenu une seconde série de séances portes ouvertes dans les localités où il était proposé de procéder à d'importants travaux de construction (Terrebonne, Westover et Sarnia); ces séances avaient pour but de décrire plus en détail les travaux en question. Chacune des séances a été annoncée dans les journaux ainsi que dans des documents d'information livrés par messenger aux personnes situées dans le voisinage immédiat de la zone de construction.

5.2 Accords de servitude

Dans sa lettre d'intervention, l'OPLA a demandé que l'Office ajoute une question à la liste de questions existante en vue de déterminer quels hydrocarbures peuvent être acheminés par la canalisation 9 d'après les accords de servitude en vigueur conclues avec les propriétaires fonciers. L'Office a accepté de le faire, mais uniquement dans la mesure où l'examen de la question se limiterait aux produits à acheminer suivant la demande d'IPL.

À la même époque environ, l'Office a reçu une lettre, qui ne s'inscrit pas dans le cadre de la présente instance, de la part de M. Ned Kozowyk; ce dernier s'exprimait au nom de son père, M. Alex Kozowyk, un propriétaire foncier établi le long de l'emprise des canalisations 7, 8 et 9. M. Kozowyk sollicitait l'avis de l'Office au sujet de sa compétence sur les accords relatifs aux droits de passage. Plus précisément, il a demandé si l'Office a le pouvoir ou la compétence nécessaires pour se prononcer sur les aspects d'une entente qui a été négociée entre une compagnie pipelinière et un propriétaire foncier avant l'adoption de la Loi. Étant donné que cette lettre soulevait précisément la question de la capacité qu'a l'Office de trancher la question proposée par l'OPLA, l'Office a soumis la question au comité d'audience saisi du projet de renversement de la canalisation 9 afin que ce dernier l'étudie et rende une décision. Il a été décidé que les parties à l'instance relative à la canalisation 9 avaient à répondre à la question suivante :

L'Office a-t-il compétence pour faire enquête et rendre une décision sur des aspects d'une entente d'acquisition de terrains, et plus particulièrement une entente signée avant l'entrée en vigueur de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*?

5.2.1 Contexte et cadre législatif

Pour aider à comprendre les arguments soulevés par les parties ainsi que la décision de l'Office, il peut être utile d'exposer le contexte dans lequel s'inscrivent les accords de servitude qui se rapportent à la canalisation 9, ainsi que le cadre législatif qui s'applique à la décision. Les parties peuvent également consulter, pour plus de détails, la décision¹⁹ portant sur la canalisation 8 d'IPL.

Après avoir obtenu, en 1956, l'autorisation de la Commission des transports du Canada de construire un pipeline, IPL a signé divers accords de servitude et de droit de passage avec des propriétaires fonciers en 1956 et 1957. Ces accords prévoyaient la construction de ce qui s'appelle aujourd'hui la canalisation 7, entre Sarnia et Port Credit (Ontario). Pour ce qui est de la construction de la canalisation 9, IPL a utilisé l'emprise existante de la canalisation 7, qui permettait d'aménager de multiples canalisations entre Sarnia et Millgrove Junction; dans ce contexte, il n'était pas nécessaire de signer de nouveaux accords pour la construction de ce tronçon de la canalisation 9. Il était toutefois nécessaire de conclure de nouveaux accords de servitude au sujet de la partie de la nouvelle emprise relative à la canalisation 9 qui s'étendait entre Millgrove Junction (Ontario) et Montréal (Québec). Lesdits accords ont été négociés en 1975 et 1976.

En ce qui a trait à la canalisation 9C proposée entre le terminal Sarnia et les points de branchement des raffineries, IPL se servirait de l'emprise existante des canalisations 5 et 6. Les accords de servitude

¹⁹ Précitée, note 17, p. 21 à 23.

qui se rapportent à ces deux canalisations confèrent des droits à l'égard de plusieurs canalisations, et ont été conclus en 1954 et 1955.

Ce sont les accords de servitude concernant les terrains situés le long de l'emprise originale de la canalisation 7 qui ont soulevé les questions examinées dans le cadre de la présente instance.

À l'époque de la signature des accords de servitude concernant la canalisation 7, la *Loi sur les pipelines*²⁰ était en vigueur. L'article 2 de cette dernière dispose, en partie, ce qui suit :

2. (1) Dans la présente loi et dans toute loi spéciale,
...
f) «pétrole» signifie tout carbure d'hydrogène liquide...

Sont énoncées ci-après les définitions de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui sont débattues durant l'audience,

2. Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente loi.
...
«gaz» Selon le cas :
 - a) hydrocarbure ou mélange d'hydrocarbures à l'état gazeux à la température de 15°C et à la pression de 101,325 kPa...
...
«pétrole» Selon le cas :
 - a) hydrocarbure ou mélange d'hydrocarbures autre que le gaz...
...
«pipeline» canalisation servant ou destinée à servir au transport du pétrole, du gaz ou de tout autre produit, et reliant une province et une ou plusieurs autres provinces, ou s'étendant au-delà des limites d'une province ou de la zone extracôtière, au sens de l'article 123, y compris les branchements, extensions, citernes, réservoirs, installations de stockage ou de chargement, pompes, rampes de chargement, compresseurs, systèmes de communication entre stations par téléphone, télégraphe ou radio, ainsi que les ouvrages, ou autres biens immeubles ou meubles, connexes...

Certaines des dispositions de la Loi auxquelles il est fait référence dans l'examen des pouvoirs qu'a l'Office de se prononcer sur les accords de servitude sont présentées ici par souci de commodité.

12. (1) L'Office a compétence exclusive pour examiner, entendre et trancher les questions soulevées par tout cas où il estime :

- a) soit qu'une personne contrevient ou a contrevenu, par un acte ou une omission, à la présente loi ou à ses règlements, ou à un certificat, une licence ou un permis qu'il a délivrés, ou encore à ses ordonnances ou instructions;
- b) soit que les circonstances peuvent l'obliger, dans l'intérêt public, à prendre une mesure - ordonnance, instruction, autorisation, sanction ou approbation -

²⁰ S.R., 1952, ch. 211.

qu'en droit il est autorisé à prendre ou qui se rapporte à un acte que la présente loi ou ses règlements, un certificat, une licence ou un permis qu'il a délivrés, ou encore ses ordonnances ou instructions interdisent, sanctionnent ou exigent.

54. (1) L'Office peut assortir un certificat des conditions qu'il estime utiles à l'intérêt public.

104. (1) Sous réserve du paragraphe (2), l'Office peut, sur demande écrite d'une compagnie et s'il le juge utile, rendre une ordonnance accordant à celle-ci un droit d'accès immédiat à des terrains aux conditions qui y sont éventuellement précisées.

112. (1) Sous réserve du paragraphe (5), il est interdit, sans l'autorisation de l'Office, soit de construire une installation au-dessus, au-dessous ou le long d'un pipeline, soit de se livrer à des travaux d'excavation, avec de l'équipement motorisé ou des explosifs, dans un périmètre de 30 mètres autour d'un pipeline.

Quand les accords de servitude concernant la canalisation 7 ont été signés, leur teneur n'était soumise à aucune exigence législative. La Loi a été modifiée par la suite pour y inclure l'article 86, lequel accorde aux propriétaires fonciers une certaine protection dans les ententes d'acquisition de terrains.

5.2.2 La compétence de l'Office

La première question à trancher est celle de savoir si l'Office a compétence pour se prononcer sur des accords de servitude en général et, plus précisément, celles signées avant l'entrée en vigueur de la Loi. S'il advenait qu'il conclut que non, l'Office n'aurait pas à régler la question de savoir si les accords de servitude d'IPL autorisent le transport des hydrocarbures qu'il est proposé d'expédier.

La position de M. Kozowyk

M. Kozowyk a fait valoir qu'il ressort clairement de l'article 86 de la Loi que le législateur n'entendait pas que l'Office exerce sa compétence à l'égard de droits fonciers dans les cas où une entente d'acquisition avait été conclue entre la compagnie pipelinière et le propriétaire des terrains en question, sinon pour s'assurer que l'entente renfermait certaines exigences minimales, ainsi que l'exige le paragraphe 86(2) de la Loi. Il a fait valoir que si l'Office avait compétence sur des questions d'acquisition de terrains autres que celles qui sont explicitement énumérées dans la Loi, ces questions auraient été explicitées dans la Loi. Le seul pouvoir dont jouit l'Office à l'égard des questions d'acquisition de terrains concerne l'octroi d'ordonnances accordant un droit d'accès, aux termes de l'article 104 de la Loi. L'Office n'a pas obtenu le pouvoir de se prononcer sur des ententes d'acquisition de terrains.

Il a été signalé que, dans la Loi, la définition du mot «pipeline» fait référence à des biens meubles, mais uniquement en ce qui concerne les caractéristiques physiques qui composent un pipeline. M. Kozowyk a fait valoir qu'étant donné le grand nombre d'éléments très précis que comporte la définition, il aurait fallu qu'un élément aussi important qu'une entente d'acquisition de terrains soit expressément mentionné si on avait envisagé qu'il y soit inclus.

M. Kozowyk a ensuite abordé la question des pouvoirs que confère à l'Office l'article 12 de la Loi. Selon lui, l'alinéa 12(1)a) autorise seulement l'Office à examiner, entendre et trancher les questions soulevées par tout cas où une personne contrevient ou a contrevenu, par un acte ou une omission, à la Loi. Cette disposition ne vise pas les situations où des actes ont été exécutés en accord avec la Loi, par exemple le cas où des ententes d'acquisition de terrains ont été signées. Il a été ajouté qu'en habilitant l'Office à rendre les ordonnances qu'il est autorisé en droit à rendre, l'alinéa 12(1)b) limite le pouvoir de décision de l'Office aux seules décisions qu'il a expressément le pouvoir de rendre. Il aurait fallu accorder expressément à l'Office le pouvoir en question, c'est-à-dire celui de se prononcer sur des ententes d'acquisition de terrains en vigueur. L'alinéa 12(1)b) n'accorde pas en soi de tel pouvoir.

En résumé, il a été allégué qu'étant donné qu'il existe un moyen de redressement très précis dans la Loi, dans le cas où une entente ne peut être conclue au sujet de l'acquisition de terrains (c'est-à-dire d'une ordonnance accordant un droit d'accès), il est manifeste que l'Office ne peut se prononcer sur une entente d'acquisition de terrains. Tout différend concernant ces questions doit être réglé en cour.

En ce qui concerne le fait que les accords de servitude ont été signés avant l'entrée en vigueur de la Loi, M. Kozowyk a fait remarquer que l'on peut soutenir que toute décision de la part de l'Office n'entrera en vigueur qu'à la date de cette dernière et qu'elle n'aurait pas d'effet rétroactif sur les accords. Il a soutenu que si l'Office a le pouvoir de décider rétroactivement que les condensats sont un produit du pétrole, cela veut dire qu'il aurait aussi le pouvoir de changer à sa guise les accords, en disposant, par exemple, que la servitude devrait être deux fois plus large. De l'avis de M. Kozowyk, vu l'absurdité de cette situation, il est évident que l'Office ne peut trancher la question que soulève l'OPLA et définir rétroactivement quels produits devaient être inclus dans le bail initial.

La position d'IPL

IPL a fait valoir que la décision de savoir si l'Office a compétence pour se prononcer sur des ententes d'acquisition de terrains dépend de ce que l'on entend par le mot «décision». L'Office, a-t-elle indiqué, n'est pas compétent pour se prononcer sur l'effet juridique d'un accord de servitude, fût-ce avant ou après l'entrée en vigueur de la Loi, dans le même sens qu'un tribunal le ferait. L'Office ne peut tirer de conclusions exécutoires entre les parties à un accord. Cependant, de l'avis d'IPL, cela ne veut pas dire que l'Office n'est pas compétent pour tirer des conclusions sur certaines questions, s'il est nécessaire de le faire dans l'exercice des pouvoirs que la Loi lui confère. En effet, il se peut que les droits qui sont contestés dans le cadre de l'accord de servitude soient pertinents et qu'ils constituent un facteur que l'Office doit examiner au moment d'évaluer le bien-fondé de la demande.

Il a été allégué que le pouvoir qu'a l'Office d'examiner et de trancher de telles questions figure à l'article 12 de la Loi. Cela confère à l'Office la compétence voulue pour se prononcer sur des questions de droit ou de fait qui lui sont soumises dans le contexte de la Loi. De l'avis d'IPL, cela est analogue au fait d'examiner la loi en Alberta pour la construction d'installations, ce que l'Office a fait par le passé²¹. Il a été indiqué qu'au vu de l'étendue du paragraphe 54(1) de la Loi, de nombreuses situations obligent à interpréter des contrats ou des dispositions législatives qui ont une incidence sur l'exercice des pouvoirs de l'Office.

²¹ TransCanada Power Corporation, EH-1-96, Demande concernant une ligne internationale de transport d'électricité, Motifs de décision datés de janvier 1997, p. 9 à 11.

L'avocat a fait remarquer que les dossiers déposés par Trans Mountain donnent des exemples de situations où l'Office a examiné des ententes d'achat de gaz et leur effet sur les prix réglementés du gaz. Ces exemples montrent que l'Office a compétence pour examiner des contrats et même y déroger. Cette capacité d'examiner des ententes est évidente dans l'affaire qui nous occupe ici, étant donné que l'Office a examiné l'ÉEI et l'EAR.

La décision *Parkhill Furniture & Bedding Ltd. v. I.M.A.W., Local 174*²² a été recommandée à l'Office pour la démarche analytique qui y a été employée. Dans cette affaire, la Cour a conclu que la commission des relations de travail pouvait faire enquête et rendre une décision en matière de droit des faillites relativement à des questions de relations de travail, en vertu de la loi habilitante. De la même façon, dans la décision *Re Lunenburg Sea Products Ltd.*²³, décision à laquelle il est fait référence dans l'arrêt *Parkhill*, une commission des relations de travail a été appelée, dans l'exercice de ses fonctions, à se prononcer sur le droit régissant la relation commettant-préposé dans le domaine du droit de l'emploi.

La position de Trans Mountain

Trans Mountain a fait valoir que l'Office avait compétence pour interpréter les accords d'emprise et pour conclure que le transport de condensats est autorisé par un accord régissant le transport de pétrole.

L'avocat a fait valoir qu'il ressort clairement des dispositions de la Loi que le législateur envisageait que l'Office exerce sa compétence à l'égard des droits fonciers associés aux pipelines réglementés, et il en a donné quatre exemples. La définition du mot « pipeline », à l'article 2, comprend « ...les ouvrages, ou autres biens immeubles ou meubles, connexes... ». Deuxièmement, lorsqu'il est question de délivrer un certificat d'utilité publique en vertu de la partie III de la Loi, les dispositions relatives à l'emplacement d'un pipeline et les exigences concernant le dépôt d'un plan, d'un profil et d'un livre de référence obligent à examiner les droits fonciers. Troisièmement, la partie V de la Loi contient des dispositions détaillées à propos des droits fonciers, plus précisément les pouvoirs dont dispose une compagnie pipelinière, à l'article 73, et les dispositions relatives au droit d'accès, à l'article 104. Enfin, l'article 112 permet à l'Office de réglementer la façon dont un propriétaire foncier peut empiéter sur l'emprise d'un pipeline. Lorsque l'on considère ces dispositions de pair avec la compétence définie en termes larges à l'article 12, il est évident que le législateur envisageait que l'Office exerce sa compétence sur les droits fonciers associés aux pipelines réglementés.

La mesure dans laquelle l'exercice de la compétence de l'Office peut avoir une incidence marquée sur les droits civils et de propriété au sein d'une province a été examinée dans le contexte des questions touchant l'établissement des droits. Dans l'affaire *Northern & Central Gas Corporation c. Canada (Procureur général)*²⁴, la Cour a conclu que le fait que la mise en oeuvre des pouvoirs de l'Office aurait une incidence sur des droits civils et de propriété ne constituait pas une objection à la validité de la Loi. Trans Mountain a fait référence à l'arrêt *Saskatchewan Power Corp. v. TransCanada Pipelines Ltd.*²⁵ en tant que décision judiciaire menant à une conclusion similaire. Dans cette affaire, la Cour a

²² (1961), 34 W.W.R. 13, C.A. Man. («*Parkhill*»)

²³ [1947] D.L.R. 195 (*sub nomine Zwicker, Re*), C.S. N.-É.

²⁴ (1971) 4. W.W.R. 413, C.F. 1^{re} inst. («*Northern & Central*»)

²⁵ (1988), 56 D.L.R. (4e) 416, C.A. Sask. («*Saskatchewan Power*»)

décrété qu'il faut nécessairement inférer le pouvoir qu'a l'Office de modifier un contrat en vigueur si l'on veut accomplir l'objet réglementaire de la Loi²⁶.

Quant à la question de savoir si le pouvoir qu'a l'Office de rendre une décision au sujet de droits fonciers s'étend aux accords signés avant l'entrée en vigueur de la Loi, il a été allégué que la date de signature de l'accord n'amoindrit en rien le pouvoir de l'Office. Cet aspect a été analysé dans les décisions *Northern & Central* et *Saskatchewan Power*. Dans les deux cas, le contrat dont il était question datait d'avant la loi. La Cour a conclu que cela n'enfreignait aucune règle ou présomption contre l'application rétroactive de la loi, car les contrats sont appliqués de manière prospective²⁷.

Trans Mountain a fait valoir que, dans la présente affaire, l'Office a compétence pour se prononcer sur des accords existants en matière d'utilisation de terrains, y compris ceux qui ont été signés avant que la Loi n'entre en vigueur, et que la décision prend effet de façon prospective.

Opinion de l'Office

Le seul pouvoir direct que la Loi confère à l'Office au sujet des ententes d'acquisition de terrains est de s'assurer que les dispositions de l'article 86 sont incluses dans toute nouvelle entente qui lui est soumise.

Le pouvoir conféré à l'Office en vertu de l'alinéa 12(1)*b*) se borne à trancher les questions soulevées par tout cas où il estime

... que les circonstances peuvent l'obliger, dans l'intérêt public, à prendre une mesure - ordonnance, instruction, autorisation, sanction ou approbation - qu'*en droit il est autorisé à prendre...* [passage non en italique dans le texte original]

Comme la Loi n'autorise pas expressément l'Office à rendre une décision au sujet d'accords de servitude, il faut se tourner vers la *commun law* pour déterminer si ce pouvoir existe parallèlement aux autres pouvoirs qu'il détient.

Il ressort d'un examen de la jurisprudence applicable et des arguments qu'ont invoqués les parties à l'instance que l'Office est habilité à se prononcer sur des contrats, et même à les modifier, lorsqu'une telle mesure est nécessaire à l'examen d'une question qui relève de sa compétence²⁸ et que le résultat y est accessoire.

L'Office est d'avis qu'il est nécessaire en l'espèce de rendre une décision au sujet des accords de servitude pour déterminer si les installations seront employées et utiles si elle sont exploitées en mode renversé, étant donné qu'il s'agit d'un cas unique où les installations en cause sont déjà construites et où les accords de servitude ont été signés il y a longtemps.

²⁶ *Ibidem*, p. 436.

²⁷ *Northern & Central*, précité, note 24, p. 432; *Saskatchewan Power*, précité, note 25, p. 437.

²⁸ Voir, par exemple, l'arrêt précité, *Saskatchewan Power*, note 25; *TransCanada Pipelines Limited c. Office national de l'énergie* [1987] 2 W.W.R. 253.

La question de savoir si un accord a été signé avant ou après l'entrée en vigueur de la Loi est sans rapport avec la compétence qu'a l'Office de se prononcer sur lui. La date de signature du contrat ne modifiera pas la compétence qu'a l'Office d'examiner ce dernier, mais uniquement la question de savoir quelle loi doit être appliquée au moment d'interpréter le contrat, fût-ce par l'Office ou par un tribunal.

L'Office souhaite signaler qu'indépendamment de la question de savoir s'il a compétence ou non, il est clair que les parties à une entente seraient en mesure de s'adresser à un tribunal pour régler tout différend concernant ces contrats. L'Office n'a pas compétence exclusive sur l'interprétation des accords de servitude. La compétence des tribunaux est plus vaste que celle de l'Office, qui, ainsi qu'il est indiqué dans les présents motifs, est d'une portée restreinte.

5.2.3 Validité des accords de servitude en vigueur

La position de l'OPLA

L'OPLA n'a pas traité précisément de la question de savoir si les accords de servitude autorisent le transport des produits que propose IPL. Cependant, elle a déclaré qu'il ne paraît pas raisonnable d'obliger les propriétaires fonciers à accepter des changements apportés depuis peu à la Loi, comme l'article 112, qui restreint les activités que les propriétaires fonciers peuvent accomplir sur leurs terrains, tout en exigeant qu'ils respectent les accords de servitude signés en 1957 sous le régime de la *Loi sur les pipe-lines*. Il a été souligné que la disposition qui avantage le plus les propriétaires fonciers dans la Loi actuelle est probablement l'alinéa 86(2)d), lequel accorde aux propriétaires l'indemnification contre toute responsabilité. Le législateur n'a certes pas envisagé de mettre les propriétaires fonciers dans la situation non protégée où ils se trouvent aujourd'hui.

L'OPLA a fait valoir que l'Office a le pouvoir d'obliger IPL à obtenir de nouveaux accords de servitude des propriétaires fonciers touchés par sa canalisation 9 avant d'accorder à cette dernière l'autorisation de renverser la canalisation, et a demandé que cela soit considéré comme une condition d'approbation.

La position de M. Kozowyk

M. Kozowyk a indiqué que s'il fallait que l'Office juge qu'il est habilité à se prononcer sur les accords, ceux qui ont été conclus avant la formation de l'Office posent un problème. Aucun de ces baux ne satisfait aux exigences du paragraphe 86(2) et, plus précisément, à l'obligation de payer aux propriétaires des versements périodiques au lieu d'un montant forfaitaire.

Pour ce qui est de la question de savoir si les accords de servitude signés avec les propriétaires fonciers prévoient le transport des produits que propose IPL, M. Kozowyk a soutenu que les condensats ne sont pas du pétrole ou des produits du pétrole. Il a fait référence à la décision *Borys v. Canadian Pacific Railway*²⁹ qui, selon lui, constitue la meilleure analyse qui soit des définitions concernant les divers hydrocarbures. À son avis, cette décision étaye la prétention selon laquelle, lorsque l'on attribue un sens vernaculaire particulier à des mots, dans des circonstances similaires à

²⁹ [1953] C.A. 217 («*Borys*»).

celles dans lesquelles ces mots sont employés, le sens vernaculaire doit l'emporter sur le sens scientifique³⁰.

Il a été signalé que les condensats proviennent du gaz naturel et, dans une large mesure, se composent de pentanes. Après avoir discuté quelque peu du sens que donne l'industrie aux termes en question ainsi que du régime réglementaire provincial et des définitions qui y figurent, il a été souligné qu'il y a peu de chances qu'un propriétaire foncier vivant en Ontario ait une connaissance usuelle des définitions qu'emploie l'industrie. On peut donc présumer que le sens vernaculaire prévaudrait. Les condensats seraient considérés comme un produit condensé d'un gaz et donc pas comme du pétrole. Aux yeux du profane, l'expression «le pétrole et ses produits», qui traduit les mots *oil and its products*, désignerait les huiles à moteur et les graisses. L'Office devrait aussi considérer que les définitions des éléments qui figurent dans les accords devraient être celles qui sont employées au moment où les accords sont signés et dont se servent les parties signataires. Les baux ne comprennent donc pas le droit d'acheminer les condensats, mais se limitent au pétrole et à ses produits.

La position d'IPL

IPL a fait remarquer que la clause de concession que comporte l'accord de servitude concernant la canalisation 7 confère le droit [TRADUCTION] «de construire et d'exploiter un ou plusieurs pipelines en vue du transport du pétrole et de ses produits». Cela dénote que plusieurs pipelines pourraient être construits et que des pipelines différents pourraient acheminer du «pétrole et ses produits» sous des formes différentes. IPL s'est fondée sur le raisonnement invoqué dans la décision de l'Office sur les installations de la canalisation 8³¹ pour interpréter cette expression. L'avocat a fait remarquer que les mêmes produits qui ont toujours été acheminés par la canalisation 9 continueraient de l'être, sauf que ce serait dans une direction différente.

IPL a anticipé que l'argument des opposants à l'acheminement des condensats serait que ces derniers sont l'élément liquide du gaz naturel que l'on retrouve dans un réservoir, et qu'il s'agit donc d'un produit du gaz plutôt que du pétrole. Il a été signalé que les produits à acheminer par la canalisation 9 sont tous des hydrocarbures liquides et que leur transport se fait à basse pression de vapeur³². En outre, n'étant pas raffinés, les hydrocarbures sont à l'état brut. Depuis 1952, la législation qui régit la construction de pipelines interprovinciaux, c'est-à-dire la *Loi sur les pipe-lines* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, définit le pétrole comme étant des hydrocarbures liquides. Les condensats sont donc manifestement du pétrole.

Il a été indiqué que, d'après les dictionnaires, un «condensat» est le produit d'une condensation. «Condenser» veut dire «réduire de la forme d'un gaz ou d'une vapeur à un état liquide ou (rarement) solide». Par conséquent, un «condensat» est un produit qui peut se présenter sous forme gazeuse ou sous forme liquide, selon les conditions. Il a été dit que si l'on cherche une définition ailleurs que dans

³⁰ *Ibidem*, p. 223.

³¹ *Précitée*, note 17, p. 29 à 34.

³² Pour qu'un produit soit transporté dans une canalisation à basse pression de vapeur («BPV»), il faut qu'il présente certaines caractéristiques physiques suivant les normes CSA. Si l'un des hydrocarbures transportés excédait la pression de vapeur maximale admise, il faudrait qu'il soit transporté par une canalisation à haute pression de vapeur («HPV»). En ce qui concerne la norme CSA Z662, les exigences de conception concernant l'espacement des robinets, les assemblages de tubes et les propriétés de résilience, entre autres éléments, sont différentes selon que le produit transporté dans la canalisation est un liquide à BPV ou à HPV.

les dictionnaires, la meilleure se trouve dans la *Oil and Gas Conservation Act*³³, qui prescrit que les condensats [TRADUCTION] «...sont liquides dans les conditions où l'on mesure ou estime leur volume...».

IPL a fait valoir que le fait de soutenir qu'un type de pétrole qui est transporté sous forme liquide est un gaz juste parce qu'il a pu provenir d'un réservoir sous une forme gazeuse n'aurait pas de sens dans le contexte de la réglementation des fonctions de l'exploitant d'un oléoduc par opposition à l'exploitant d'un gazoduc, pas plus que dans le contexte des exigences qui s'appliquent aux installations de transport de ce produit.

Il a été ajouté que, d'après la décision *Borys*³⁴, à l'époque où cette dernière a été rendue, l'industrie avait pour pratique de considérer que les condensats faisaient partie du pétrole produit par opposition au gaz produit. L'arrêt *Spooner Oils Limited v. The Turner Valley Gas Conservation Board*³⁵ montre que, dans les années 1930, l'industrie avait pour pratique de traiter les condensats comme un liquide.

La position de Trans Mountain

Trans Mountain a fait référence aux définitions des mots «pétrole» et «gaz» qui figurent à l'article 2 de la Loi pour répondre à la question de savoir si les accords de servitude en vigueur, qui autorise le transport de pétrole, engloberont le transport de condensats. Elle a fait remarquer que le pétrole est défini comme un hydrocarbure ou un mélange d'hydrocarbures autre que le gaz, et que le gaz est un hydrocarbure ou mélange d'hydrocarbures à l'état gazeux à la température et la pression atmosphérique standard. En outre, les définitions de ces produits reposent sur leurs propriétés physiques et non sur la substance d'où ils sont dérivés ou produits. La source d'hydrocarbures est sans importance pour ce qui est de leur classification en tant que pétrole ou gaz.

L'avocat a appuyé cette opinion sur les dispositions de l'article 130, qui permettent de désigner des substances comme étant soit du gaz soit un produit pétrolier³⁶. Il a été signalé que cet article n'exige pas qu'une substance dérivée d'un gaz soit désignée comme un produit du gaz, ou qu'une substance dérivée du pétrole soit désignée comme un produit pétrolier. La seule importance qu'a la source est que la substance en question doit être dérivée d'un hydrocarbure, qu'il s'agisse de gaz, de pétrole ou de charbon.

Opinion de l'Office

La seconde question dont l'Office est saisi au sujet des accords de servitude est celle de savoir si les accords de droit de passage et de servitude en vigueur autorisent le transport des hydrocarbures comme le demande IPL. Il est évident que le produit en question est un condensat, car les autres hydrocarbures à transporter sont

³³ R.S.A 1980, ch. O-5, al. 1(1)(d.1).

³⁴ *Précité*, note 29.

³⁵ [1933] S.C.R. 629.

³⁶ 130. (1) Le gouverneur en conseil peut, par règlement, prendre toute mesure utile à l'application de la présente Loi, notamment désigner comme produits pétroliers ou produits du gaz les substances résultant de la transformation ou du raffinage d'hydrocarbures ou de charbon et consistant en :

(a) soit de l'asphalte ou des lubrifiants;

(b) soit des sources d'énergie acceptables, en soi ou unies ou utilisées avec autre chose.

manifestement du pétrole et n'ont été mis en doute par aucune des parties. La question qu'il importe de régler consiste donc à savoir si l'expression «le pétrole et ses produits» que l'on retrouve dans les accords de servitude englobent les condensats.

Cette question est quasi identique à celle dont l'Office a été saisi au sujet des accords de servitude dans le cadre de l'instance visant la canalisation 8. Dans cette dernière, l'Office devait déterminer si l'expression «le pétrole et ses produits» était suffisamment large pour inclure les produits raffinés à acheminer par la canalisation 8. L'Office confirme le raisonnement et les conclusions qui ont été exposés dans cette décision³⁷.

Pour déterminer si les condensats sont du pétrole, il convient d'examiner les définitions que donnent la *Loi sur les pipe-lines* et la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'Office est d'avis que le texte législatif qu'il faut utiliser pour interpréter le libellé des accords est la *Loi sur les pipe-lines*. Étant donné qu'il s'agit là de la loi qui était en vigueur au moment de la signature des accords, il est raisonnable de présumer que le sens employé par les parties était le même que dans la *Loi sur les pipe-lines*. Dans cette dernière, le pétrole était défini comme « tout carbure d'hydrogène liquide ». C'est là une définition fort large et, de l'avis de l'Office, elle inclurait les condensats.

Bien que les condensats puissent, dans des conditions autres que celles dans lesquelles ils sont transportés, revêtir une forme différente, c'est sous forme liquide qu'ils sont transportés. Contrairement à la *Loi sur l'Office national de l'Énergie*, la *Loi sur les pipe-lines* ne définit pas la température et la pression auxquelles les hydrocarbures doivent être mesurés pour déterminer s'il s'agit de gaz ou de pétrole. Cependant, tant la *Loi sur les pipe-lines* que les accords de servitude traitent du transport d'hydrocarbures, de sorte qu'il est raisonnable de supposer que les personnes qui ont signé les accords envisageaient des condensats à l'état liquide.

L'Office est d'avis que s'il a commis une erreur dans l'application de la *Loi sur les pipe-lines*, la définition du mot «pétrole» que donne la *Loi sur l'Office national de l'Énergie* inclurait aussi les condensats. La définition du terme du pétrole est fort large et n'exclut que les hydrocarbures qui correspondraient à la définition du gaz, c'est-à-dire les hydrocarbures qui sont à l'état gazeux à une température et une pression standard.

L'Office est donc d'avis que l'expression «le pétrole et ses produits», dans les accords de servitude, englobe les condensats, et qu'IPL est habilitée à transporter les hydrocarbures dont il est question dans sa demande.

Bien que l'OPLA ait fait valoir que l'Office a le pouvoir d'exiger qu'IPL obtienne de nouveaux accords de servitude, elle n'en a donné aucune justification. L'Office est d'avis que, pour exiger la signature de nouveaux accords, il lui faudrait conclure que les accords en vigueur ne sont pas valides. Tel n'est pas le cas.

³⁷ Précitée, note 17, p. 21 à 34.

En ce qui concerne l'argument de M. Kozowyk selon lequel les accords ne sont pas conformes aux exigences du paragraphe 86(2), l'Office confirme de nouveau la décision portant sur la canalisation 8. Pour qu'une loi puisse être appliquée rétroactivement, il faut que cela soit expressément prévu. Dans la Loi, rien n'exige que l'article 86 s'applique aux accords de servitude signés avant l'entrée en vigueur de cette disposition.

Chapitre 6

Faisabilité économique

6.1 Les considérations économiques touchant la canalisation 9

La faisabilité économique d'un projet pipelinier est un concept large qui fait souvent intervenir une foule de facteurs. Dans le cadre de l'instance visant la canalisation 9, des preuves ont été produites au sujet des marchés, des approvisionnements, des prix du pétrole et des écarts de prix, de l'incidence du projet sur les marchés et sur les rentrées nettes des producteurs, ainsi qu'au sujet de la méthode de conception des droits et de la valeur de la canalisation 9.

Un mécanisme dit «point de déclic» a été négocié entre l'ACPP, les Raffineurs et Sunoco, dans le cadre de l'EAR (entente ACPP-Raffineurs), pour déterminer le moment où il convenait d'exécuter le projet de renversement de la canalisation 9. Les parties avaient convenu que lorsque le prix débarqué du brut léger non sulfuré livré en Ontario serait supérieur au prix débarqué du pétrole brut Brent livré en Ontario pendant cinq mois donnés dans une période de sept mois consécutifs, les Raffineurs et Sunoco, sous réserve de l'approbation de l'Office, pourraient alors enjoindre IPL de procéder au renversement de la canalisation 9. Le point de déclic reposait sur un droit calculé à part, pour un débit de 39 680 m³/j (250 000 b/j). Il a été atteint en août 1996, ce qui a amené IPL à déposer sa demande auprès de l'Office.

Les partisans du renversement de la canalisation 9 ont fait valoir que ce sont les forces du marché qui ont provoqué le point de déclic et déterminé que le moment était opportun pour renverser la canalisation 9. Pour leur part, les parties opposées à ce que le renversement ait lieu à ce moment-ci ont argué que le marché était faussé, pour diverses raisons, et que cette situation ferait que le renversement profiterait à certaines parties, au détriment d'autres.

Entre janvier 1995 et juin 1997, le prix débarqué estimé du pétrole brut Brent livré à Sarnia a été inférieur au prix débarqué du brut mélangé léger non sulfuré canadien (MSW) livré à Sarnia pendant 15 des 30 mois de la période, en supposant un droit de 2,451 \$/m³ (0,389 \$/b) pour la canalisation 9³⁸. Calculé sur une moyenne mobile de douze mois, l'écart de prix était en faveur du brut Brent (prix débarqué) durant 11 des 19 derniers mois.

IPL a soutenu que l'intérêt public réside avant tout dans le libre jeu de la concurrence. Selon la compagnie, il serait contraire à l'intérêt public que l'Office cherche à réglementer les prix et les rentrées nettes, ou à influencer sur les prix des marchandises par le biais de la méthode de conception des droits, du niveau des droits ou de l'accès à la capacité de transport. Elle a enjoint l'Office de se concentrer plutôt sur sa responsabilité de réglementer un transporteur monopoliste, pour qu'il ne demande pas un tarif supérieur à celui qu'il exigerait dans des conditions de concurrence.

³⁸ Le droit calculé à part applicable à la canalisation 9, selon les estimations d'IPL, au moment où le «point de déclic» a été défini.

IPL a souligné qu'en adhérant à l'entente étayant les installations (EÉI), les Raffineurs ont contracté un important engagement financier : celui de satisfaire aux besoins en recettes d'IPL pendant les cinq premières années d'exploitation de la canalisation renversée. L'existence de l'EÉI devrait prouver en soi que les installations proposées sont économiquement viables.

Les Raffineurs ont soutenu que l'Office devrait avoir acquis la conviction que l'oléoduc sera utilisé. Ils s'attendent à expédier environ 22 220 m³/j (140 000 b/j) de pétrole en 1998, et au delà de 31 750 m³/j (200 000 b/j) par la suite. Ce sont de grandes sociétés bien établies, et ils croient tous que le prix du brut d'outre-mer deviendra plus attrayant à l'avenir, par comparaison aux solutions qu'offre l'Ouest canadien.

Les Raffineurs estiment que par leur adhésion à l'EÉI, ils ont accepté de garantir plus de 150 millions \$ en frais d'immobilisations et d'exploitation, si le projet va de l'avant. C'est une preuve de leur conviction que le pipeline sera utilisé. Il est souligné que les décisions visant les installations³⁹ d'injection de liquides de gaz naturel («LGN») d'IPL et le pipeline Express⁴⁰ sont des exemples de cas où l'Office a admis la conclusion d'ententes étayant les installations comme preuve de l'utilité et de l'utilisation future d'installations.

Les Raffineurs reconnaissent qu'il y aura encore des mois où le MSW sera moins cher que le brut Brent livré à Sarnia, mais, selon eux, cela se produira de moins en moins souvent avec le temps. Il y aura encore des fluctuations saisonnières, mais il n'en résultera pas une utilisation saisonnière de la canalisation 9. Il n'est pas indispensable que le prix du brut Brent soit plus avantageux pendant toute l'année pour que l'utilisation de la canalisation 9 entraîne des économies pour les Raffineurs. Ceux-ci ont soutenu que l'Office n'a pas à choisir une prévision plutôt que l'autre, mais doit plutôt laisser le marché suivre son cours.

Le MÉA et les producteurs ont fait valoir que, si la demande est agréée telle qu'elle a été déposée, les Raffineurs auraient le loisir d'attendre que l'écart de prix soit favorable pour commencer les livraisons. Pendant la période postérieure à la purge et antérieure au renversement, les Raffineurs ne risquent pas de subir des coûts jusqu'à ce que les livraisons commencent, puisque les coûts de la canalisation seraient encore intégrés à ceux de l'ancien réseau. Par conséquent, l'existence de l'EÉI ne signifie rien pour ce qui est de prouver la faisabilité économique du projet. Le niveau de confiance véritable des Raffineurs doit se mesurer à l'ampleur du risque immédiat qu'ils sont prêts à assumer aux termes de l'EÉI.

Le MÉA et les producteurs ont soutenu qu'il revient à IPL d'apporter des preuves à l'appui de tous les aspects de sa demande. En particulier, il lui faut démontrer que les futurs écarts de prix militeront en faveur de l'importation de pétrole brut d'outre-mer via la canalisation 9, par opposition à l'utilisation du brut de l'Ouest canadien. Étant donné qu'IPL n'a pas présenté des preuves suffisantes pour établir

³⁹ Compagnie Pipeline Interprovincial, division d'Énergie Interhome Inc, GHW-5-90 et RH-3-90, Demande relative à des installations d'accumulation et d'injection de liquides de gaz naturel et à la conception des droits afférents, et demande présentée par les expéditeurs éventuels concernant les conditions d'accès aux installations visées par la demande d'Interprovincial, Motifs de décision en date de février 1991 (Décision concernant les installations d'injection de NGL d'IPL).

⁴⁰ Express Pipeline Ltd., OH-1-95, Demande concernant des installations et les droits connexes, Motifs de décision en date de juin 1996.

le bien-fondé de sa position, l'Office ne saurait conclure que les écarts de prix justifieraient le renversement de la canalisation 9.

Le MÉA et les producteurs ont souligné que le renversement de la canalisation doit se décider sur la base de signaux de prix valables, non pas de signaux faussés par un régime d'interfinancement. Le renversement ne devrait survenir qu'au moment où les Raffineurs seront disposés à payer un droit séparé incluant tous les coûts connexes. C'est en assumant pleinement un régime de prise obligatoire que les Raffineurs démontreront vraiment qu'ils croient que le brut d'outre-mer importé via la canalisation 9 offrirait des écarts de prix avantageux. En l'absence de droits établis à part, incorporant tous les coûts pertinents, l'obstacle financier pour les Raffineurs se trouve réduit. Une fois la canalisation renversée, ils pourraient commencer les livraisons plus tôt qu'il ne serait économiquement justifié de le faire.

Le MÉA et les producteurs ont aussi fait remarquer que les Raffineurs bénéficieraient de l'avantage d'une canalisation dont le coût est complètement amorti, ce qui fausse également les signaux de prix. Les aspects économiques du renversement de la canalisation 9 sont d'autant plus favorables envers l'obstacle financier pour les Raffineurs que s'ils devaient payer des droits à part incluant tous les coûts connexes. Le MÉA et les producteurs ne s'opposeraient pas au renversement de la canalisation s'il obéissait à des signaux de prix qui ne sont pas faussés.

Enfin, le MÉA et les producteurs ont soutenu que l'Office, en vertu de son mandat de protéger l'intérêt public, doit peser tous les impacts éventuels du renversement de la canalisation 9, au lieu de se concentrer sur les avantages potentiels qu'en retireraient les Raffineurs. Dans sa preuve, le cabinet Purvin & Gertz, Inc. («Purvin & Gertz») a souligné qu'un renversement prématuré de la canalisation 9 provoquerait l'éviction du brut de l'Ouest canadien du marché de l'Ontario et entraînerait une baisse des prix, crainte que confirme le comportement récent des prix. Le MÉA et les producteurs ont souligné l'apparente contradiction entre l'approche qu'IPL a adoptée dans le cadre de l'instance visant la canalisation 9, où elle a soutenu qu'il n'était pas dans l'intérêt public que l'Office exerce sa compétence à titre d'organisme de réglementation pour maintenir les cours du pétrole, et la position qu'elle a soutenue dans l'instance relative à la demande d'Express, à savoir que l'Office se devait de tenir compte de l'impact que la construction du pipeline Express aurait sur le prix du brut de l'Ouest canadien.

L'Ontario a souligné que si ses raffineries devaient fermer leurs portes, l'économie de la province en souffrirait à cause des pertes d'emploi, de la perte de futurs investissements et du ralentissement de l'activité économique. En outre, le brut de l'Ouest canadien y perdrait également un marché. L'Ontario a déclaré que l'impact du renversement de la canalisation 9 sur le reste du marché serait minime, compte tenu des efforts que ferait IPL pour atténuer les problèmes de répartition.

Opinion de l'Office

Au moment d'évaluer la faisabilité économique d'une demande, l'Office doit établir à sa satisfaction que les installations proposées seront utilisées et utiles pendant la durée de vie du projet qui, en utilisant une base de dépréciation est de 35 ans. L'Office estime que la conclusion d'une EÉI et la volonté des Raffineurs de contracter des engagements financiers sont une preuve que les installations seront utilisées adéquatement dans la conjoncture économique actuelle. Il se rend compte que les écarts de prix peuvent fluctuer de façon saisonnière, mais il est convaincu que les

Raffineurs trouveront un intérêt économique dans le projet et qu'il en résultera une forte utilisation des installations renversées durant la période primaire. L'Office est établi à sa satisfaction que les conditions futures du marché susciteront des taux d'utilisation élevés durant la période de prolongation. Il ne considère pas que son rôle comprend la prévision des écarts de prix pour déterminer la faisabilité d'un projet; à son avis, les intervenants du marché sont les mieux placés pour faire de telles évaluations.

6.2 Nécessité du projet de renversement

Dans sa demande, IPL a indiqué que les raffineurs de l'Ontario ont besoin d'avoir accès à du pétrole brut meilleur marché s'ils doivent soutenir la concurrence de leurs homologues dans l'Est du Canada et les États du centre des États-Unis. Elle a avancé que le renversement de la canalisation 9 procurerait le réseau de transport le plus sûr et le plus rentable qui soit pour la livraison de brut léger d'outre-mer aux raffineries du Canada central.

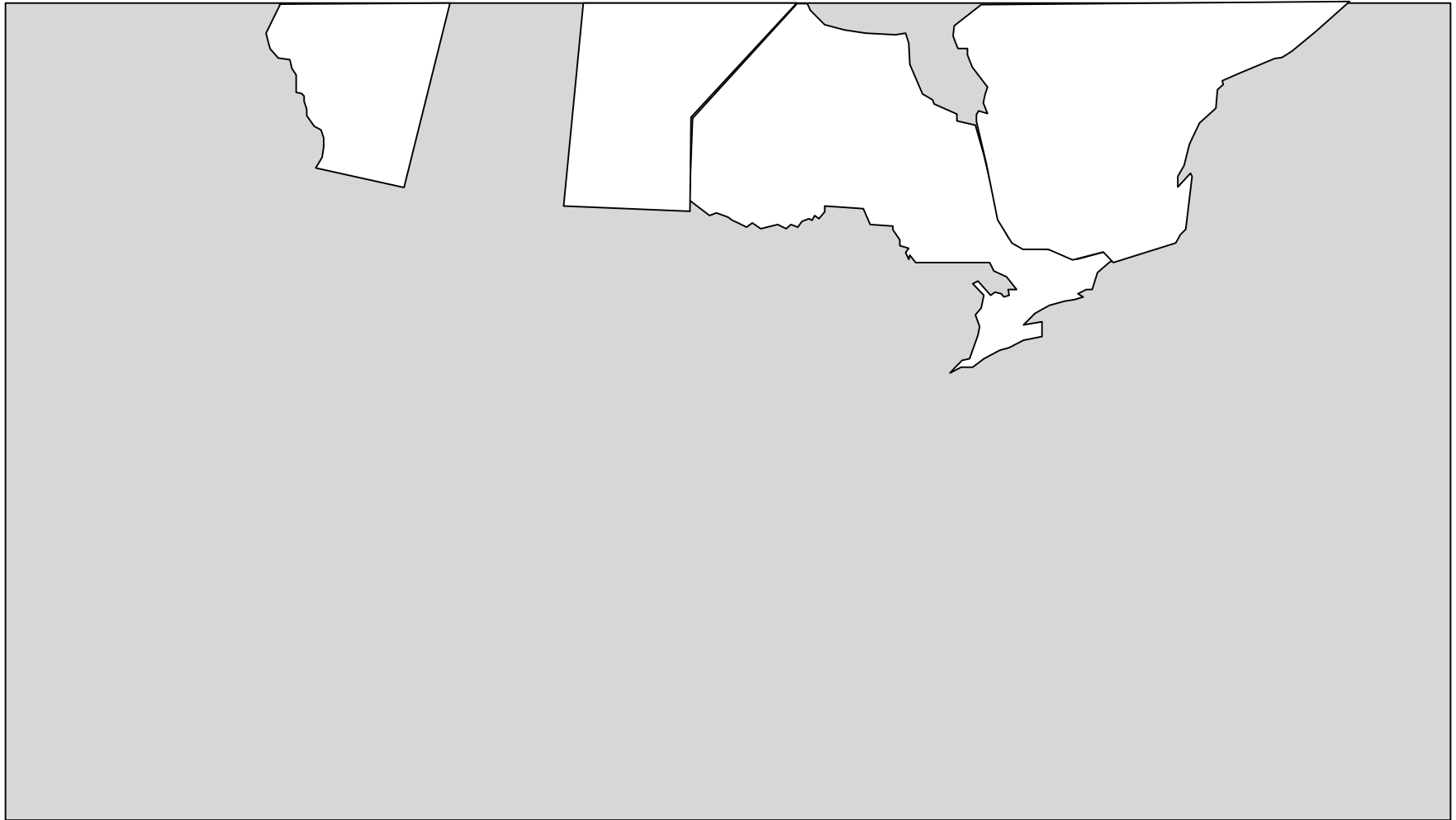
À Chicago, le brut léger de l'Ouest canadien fait concurrence au brut léger américain et d'outre-mer. IPL a indiqué qu'à l'heure actuelle, l'écart de prix à Sarnia entre les bruts légers non sulfurés fluctue de façon saisonnière à l'avantage du brut d'outre-mer, surtout le brut Brent, par rapport aux approvisionnements canadiens et américains. Parce que situés en aval de Chicago, les raffineurs de l'Ontario doivent concurrencer les raffineurs en amont pour s'approvisionner. IPL a soutenu que, sans le renversement de la canalisation 9, les raffineurs de l'Ontario seront obligés de payer leur pétrole brut plus cher pour garantir leurs approvisionnements, tandis que ceux de la côte est des États-Unis, qui leur font concurrence sur les marchés ontariens de produits raffinés, peuvent recourir à du brut transporté par pétrolier, qui n'est pas sujet aux mêmes hausses de prix liées au transport.

IPL a fait valoir que les raffineries de l'intérieur utilisent depuis toujours du brut léger traité provenant de l'Ouest du Canada, du Texas et de l'Oklahoma. Or, la production de brut léger dans ces régions est en déclin et sera bientôt insuffisante pour répondre à la demande des raffineries de l'intérieur, alors même que l'offre de brut léger ne cesse d'augmenter à l'échelle mondiale. Selon IPL, le renversement de la canalisation 9 mettrait une autre source d'approvisionnement à la disposition des raffineurs de l'Ontario.

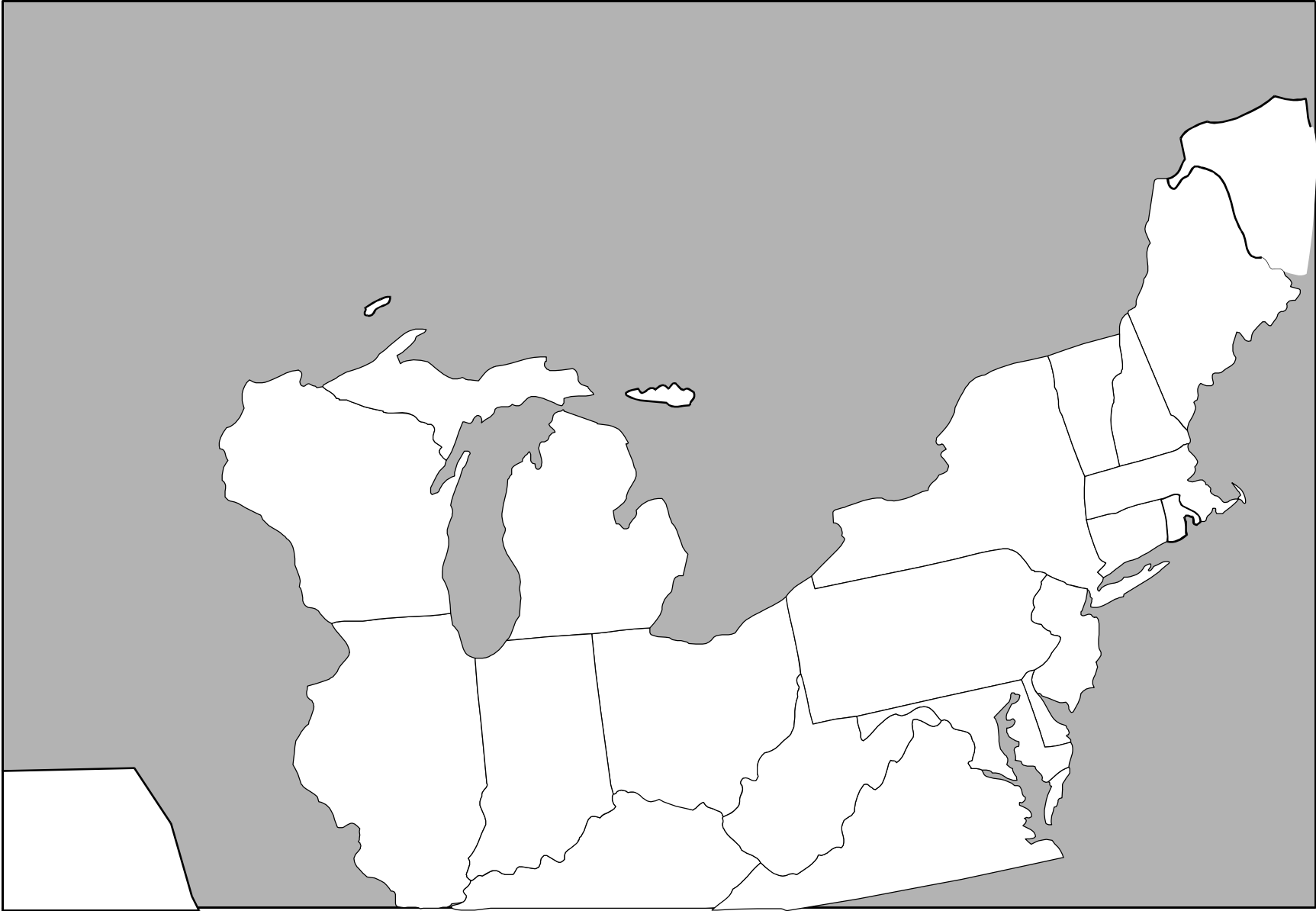
Les Raffineurs ont souligné qu'ils évoluent dans un marché mondial et que leurs concurrents peuvent habituellement se procurer leurs charges de pétrole brut à un meilleur prix débarqué. Ils ont soutenu que le renversement de la canalisation serait une mesure défensive qui leur permettrait de réduire le coût de leurs charges d'alimentation afin de demeurer compétitifs. Les raffineurs de l'Ontario ont beaucoup travaillé à réduire leurs coûts d'exploitation et, mise à part la reconfiguration des raffineries, la réduction des coûts des charges constitue le seul autre moyen de rehausser la rentabilité. Si la canalisation 9 avait été renversée dès avril 1996, les Raffineurs auraient économisé entre 17 et 20 millions \$ US au titre du coût du pétrole brut.

Suncor a mentionné les nombreux arguments qu'IPL a avancés pour prouver la nécessité du renversement. Elle se demande, toutefois, comment IPL peut d'une part soutenir que le renversement est nécessaire et d'autre part exiger la conclusion d'une EÉI avant d'aller de l'avant avec sa demande de renversement. Selon Suncor, cela pourrait indiquer qu'IPL n'est pas convaincue de ses propres affirmations concernant la nécessité du renversement.

**Figure 6-1
Oléoducs canadiens et américains**



- | | | | | |
|-----------------------------------|----------------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| 1. Pipeline Interprovincial Inc. | 8. Chicago Pipeline Co. (Chicap) | 15. Portal Pipe Line Co. | 22. Minnesota Pipe Line Co. | 29. Express Pipeline Ltd. |
| 2. Lakehead Pipe Line Co. LP9. | 9. Trans Mountain Pipe Line Co. | 16. Cenex | 23. Westspur Pipe Line | 30. Projet de canalisation |
| 3. Bow River Pipeline | 10. Rangeland Pipe Line Co. | 17. Butte Pipeline | 24. Koch Pipelines Inc. | 14 de Lakehead |
| 4. Platte Pipeline Co. | 11. Murphy Oil Co. (Milk River) | 18. Exxon Pipeline | 25. Shell Pipeline Inc. | |
| 5. Amoco Pipeline Co. | 12. Wascana Pipe Line Co. | 19. Imperial Pipe Line Co. | 26. Midvalley Pipe Line | |
| 6. ARCO Pipeline Co. | 13. Conoco Inc. | 20. Mobil Pipe Line Co. | 27. Amoco/Conoco Pipeline | |
| 7. Shell Pipeline Corp. (Capline) | 14. Texaco Pipe Line Ltd. | 21. Portland Pipe Line | 28. Sun Pipeline | |



Selon Unocal Pipeline Company («Unocal»), IPL n'a pas fait la preuve de la nécessité de renverser la canalisation 9, ce qui permet de conclure que le renversement n'est pas dans l'intérêt public. Unocal a souligné qu'IPL, dans sa preuve, établit une comparaison avec le coût du pétrole brut Brent en supposant l'application d'un droit minimum dans le réseau Portland-Montréal et la canalisation 9, et d'un droit maximum dans le réseau américain. Or, si l'on faisait la comparaison en utilisant le droit projeté de 3,195 \$/m³ (0,508 \$/b) pour la canalisation 9 et le droit incitatif proposé dans le cas d'Unocal, les coûts de livraison par le réseau américain seraient égaux ou inférieurs à ceux de la canalisation 9 au cours des six premiers mois de 1997.

Le MÉA et les producteurs ont fait remarquer que l'ÉEI protège les Raffineurs contre les écarts de prix défavorables pendant les premières années d'exploitation, car tout déficit de recettes jusqu'à concurrence de 12,5 millions \$ serait passé à l'ancien réseau. En outre, les Raffineurs ont la possibilité d'attendre que l'écart de prix soit favorable avant de commencer les livraisons et de prendre à leur charge les besoins en recettes de la canalisation 9. Ces intervenants ont également soutenu que la «conviction» apparente des Raffineurs au sujet de la nécessité du renversement ne signifie rien. Il vaudrait mieux trancher la question de la nécessité du projet au moment où IPL et les Raffineurs seront prêts à assumer tous les risques financiers que suppose sa réalisation.

Opinion de l'Office

Lorsque la construction de la canalisation 9 a été envisagée à l'origine, on reconnaissait qu'il pourrait être souhaitable de renverser le pipeline à une date ultérieure. Toutes les parties s'entendaient pour dire que le renversement de la canalisation 9 était inévitable. Là où il y avait désaccord entre les parties, c'était de savoir à quel moment il convenait de le faire.

L'Office est d'avis qu'il y a actuellement un besoin manifeste de procéder au renversement de la canalisation.

6.3 Alimentation des installations

IPL a souligné que personne ne met en doute la preuve concernant la disponibilité d'un approvisionnement suffisant en brut Brent et en bruts de qualité similaire et d'une capacité suffisante dans le réseau Portland-Montréal. La production de brut de la Mer du Nord s'établissait à 1 033 400 m³/j (6,5 millions b/j) en 1996, et elle devrait augmenter au cours des prochaines années. Par conséquent, aucune des parties ne conteste que la canalisation 9 renversée serait bien alimentée.

Opinion de l'Office

L'approvisionnement peut être une source de préoccupation surtout lorsqu'on construit un pipeline pour avoir accès à un bassin unique sans accès à la mer. En l'espèce, la canalisation renversée, grâce aux installations du réseau Portland-Montréal, pourrait compter sur un approvisionnement mondial. Ainsi, l'Office est convaincu qu'il y a suffisamment de brut léger d'outre-mer pour alimenter la canalisation 9, une fois celle-ci renversée.

6.4 Débouchés pour le pétrole brut d'outre-mer en Ontario

La canalisation 9 renversée procurerait une source d'approvisionnement de rechange aux raffineries ontariennes. À l'heure actuelle, leurs besoins en charges d'alimentation sont de l'ordre de 84 600 m³/j (532 000 b/j). La capacité estimative des cinq raffineries appartenant aux Raffineurs atteint 73 500 m³/j (462 300 b/j), et environ la moitié de cette capacité utilise du brut léger non sulfuré.

IPL se disait confiante qu'il y avait des marchés adéquats en Ontario pour absorber le brut expédié via la canalisation 9 renversée. Elle a reconnu qu'il existe certains risques de sous-utilisation, surtout durant les premières années, car la canalisation aurait accès à des sources mondiales, plutôt qu'à un approvisionnement intérieur comportant peu de débouchés, et qu'elle desservirait un marché limité auquel s'offrent diverses sources d'approvisionnement. Pour sa part, IPL ne pouvait assumer le risque commercial associé à cette marchandise et a exigé qu'une EÉI soit signée avant de donner suite au projet. L'EÉI témoigne de la confiance que les Raffineurs accordent à leurs prévisions concernant l'avantage financier lié à l'importation de brut Brent et d'autres bruts étrangers, via la canalisation renversée 9.

Les Raffineurs ont indiqué que le renversement de la canalisation s'impose comme mesure défensive afin de protéger leur capacité compétitive. Leurs raffineries évoluent sur un marché mondial, concurrençant d'autres raffineries canadiennes, américaines et étrangères. Ces raffineries concurrentes peuvent habituellement se procurer des charges de brut à un coût débarqué inférieur à celui que doivent payer les raffineries ontariennes. Les Raffineurs attirent l'attention sur la preuve de Purvin & Gertz, qui reconnaît que les raffineurs ontariens se doivent de rehausser leur rentabilité.

L'Ontario appuyait la position que les Raffineurs doivent avoir accès au brut d'outre-mer pour pouvoir demeurer concurrentiels et accroître leur viabilité.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu qu'il existe un marché assez important pour absorber toute la capacité de la canalisation 9 renversée. Par ailleurs, les raffineurs de l'Ontario auraient encore à obtenir du pétrole brut auprès d'autres sources, dont l'Ouest canadien. Les Raffineurs ont montré qu'ils sont prêts à s'approvisionner en pétrole d'outre-mer, dans la mesure où il peut être livré en Ontario à des prix compétitifs.

6.5 Conséquences du renversement

La canalisation 9 renversée livrerait du pétrole brut d'outre-mer à un marché qui a toujours servi de débouché pour la production de l'Ouest canadien. Le projet risque donc d'entraîner une restructuration des marchés nord-américains du pétrole, laquelle se répercuterait sur le fonctionnement de l'infrastructure pipelinière en place et sur la mesure où celle-ci demeure adéquate. Or, tout impact éventuel sur la capacité de livraison, découlant d'une répartition de la capacité pipelinière, pourrait influencer sur la vendabilité, les prix et les rentrées nettes de tout le pétrole provenant de l'Ouest canadien.

6.5.1 Incidence sur les producteurs de l'Ouest

IPL a rejeté la suggestion que l'échéancier du renversement de la canalisation soit lié à l'achèvement de la canalisation 14⁴¹ de Lakehead Pipe Line Company, Inc. («Lakehead»). À son avis, l'achèvement de cette canalisation n'a aucun rapport avec le fait de laisser libre cours à des marchés fonctionnant en régime de concurrence. IPL voit dans l'Office une régie des droits et des installations de transport, non pas une régie des prix ou des rentrées nettes liés au pétrole brut. Elle a également laissé entendre qu'il n'est pas dans l'intérêt public que l'Office exerce sa compétence pour limiter l'accès aux moyens de transport, aux fins de maintenir les prix du pétrole brut.

IPL a avancé que le MÉA et les producteurs essaient de limiter la concurrence en restreignant l'accès des Raffineurs aux autres marchés, pour préserver ainsi les rentrées nettes des producteurs. IPL a indiqué que, lorsque l'écart de prix sera nettement en faveur du brut Brent, ce produit entrera sur le marché ontarien que ce soit via la canalisation 9 renversée ou via d'autres oléoducs prenant origine sur la côte du Golfe du Mexique. Le rejet de la demande ne saurait prévenir, ni même retarder, la perte d'une part du marché par le pétrole brut canadien, car d'importants volumes de brut importé entrent déjà en Ontario grâce à des pipelines américains.

IPL a indiqué que Lakehead s'attend à mettre la canalisation 14 en service d'ici au 31 décembre 1998, ajoutant que même si l'Illinois Commerce Commission («ICC») a rejeté sa demande d'expropriation de terrains, cela veut seulement dire que Lakehead devra négocier des servitudes pour le pipeline ou en modifier le tracé. IPL a affirmé que rien n'indique qu'Unocal pourrait se servir des prochaines négociations entourant le raccordement de Mokena, dans l'Illinois, pour tenter de retarder l'achèvement de la canalisation 14.

IPL a soutenu, que même en l'absence de la canalisation 14, il n'y aurait pas de répartition supplémentaire à partir de Superior. Elle le garantirait en reconfigurant ses oléoducs pour le transport de volumes équivalents de brut de l'Ouest canadien. À cette fin, IPL transférerait le brut léger de la canalisation 5 à la canalisation 6A, et le brut lourd de la canalisation 6A à la canalisation 5. En plus d'être acheminés vers des marchés à Chicago, les volumes déplacés sur le marché ontarien emprunteraient la canalisation 5 pour rejoindre des marchés établis dans le Michigan, qui ne peuvent pas être desservis autrement. De plus, IPL se servirait d'un agent réducteur de trainée dans la canalisation 5 pour compenser toute perte de capacité.

Les Raffineurs ont soutenu qu'il n'y a aucun lien entre la mise en service de la canalisation 14 et le renversement de la canalisation 9. Ils ont déclaré que c'est aux producteurs et aux compagnies pipelinières concernées de voir aux besoins en matière d'infrastructure pipelinière. Ils ne veulent pas avoir la responsabilité de planifier et de mettre en place l'infrastructure pour d'autres intervenants du marché. Si la décision rendue subordonnait le renversement de la canalisation 9 à la mise en service de la canalisation 14, les Raffineurs se verraient pénalisés pour des décisions et des circonstances qui ne sont pas de leur ressort et qui échappent totalement à leur contrôle.

⁴¹ La canalisation 14 est un oléoduc ayant un diamètre extérieur de 610 mm (24 po) que Lakehead propose de construire entre Superior, dans le Wisconsin, et Chicago, dans l'Illinois.

Pour ce qui est des dispositions de l'EAR, les Raffineurs ont fait valoir que l'entente ne mentionne aucunement l'obligation de fournir un accès aux marchés comme condition préalable au renversement de la canalisation 9, et qu'ils n'auraient jamais consenti à une telle disposition de toute façon.

Les Raffineurs ont noté que, depuis l'automne de 1995, ils paient des primes record pour le MSW, comparativement au prix du West Texas Intermediate («WTI») à Chicago. Ils rejettent l'argument selon lequel le niveau récent des importations a eu un effet négatif sur les prix, soulignant la prime de 0,15 à 0,20 \$ US le baril payée en plus pour le MSW, par comparaison au WTI. Ils ont laissé entendre que le MÉA et les producteurs cherchent à préserver cette prime dans l'intérêt des producteurs de l'Ouest, en retardant le renversement de la canalisation 9. Les Raffineurs ont indiqué que si le renversement de la canalisation 9 a un impact sur les prix, ce sera sous l'action des forces du marché.

Selon l'Ontario, il est impossible de prédire exactement qu'elle sera l'incidence du projet. La production globale de brut est en hausse dans l'Ouest et il est normal que l'augmentation de la capacité pipelinière soit en retard sur la production. Ce n'est pas raisonnable d'obliger les raffineurs de l'Ontario à continuer de s'approvisionner auprès de sources non compétitives.

L'ACPP a indiqué que le renversement de la canalisation représenterait un gros changement sur le marché, mais qu'à son avis, les producteurs de l'Ouest sauraient s'adapter. Elle a souligné que, depuis la signature de l'EAR, le programme d'agrandissement du réseau d'IPL - phase I («PAR») et le projet relatif au pipeline Express ont tous les deux amélioré l'accès aux marchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. L'EAR garantissait que le renversement de la canalisation ne se ferait pas prématurément et que l'on ménagerait au brut de l'Ouest une transition ordonnée vers de nouveaux marchés.

Alberta Energy Company Ltd., Anderson Exploration, Canadian Natural Resources Limited, CANPET Energy Group Inc., Husky Oil Operations Ltd., Northstar Energy Corporation, Poco Petroleum Ltd. et Rigel Oil & Gas Ltd. («Autres producteurs»)⁴² ont argué que si le renversement de la canalisation 9 survenait sans que la canalisation 14 soit en service, il s'ensuivrait une répartition supplémentaire de la capacité du réseau Lakehead. Il en résulterait de sérieuses baisses de prix et une sous-utilisation de la capacité de production de brut de l'Ouest canadien. Une comparaison des conséquences du projet sur les producteurs par rapport aux prétendus avantages qu'en tireraient les Raffineurs devrait convaincre l'Office de ne pas autoriser le service demandé sur la canalisation 9 tant que le pétrole brut de l'Ouest du Canada ne jouira pas d'un accès adéquat au marché PADD⁴³ II.

La Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée («Amoco») et Mobil Oil Canada («Mobil») doutaient que Lakehead parvienne à mettre la canalisation 14 en service avant janvier 1999. Elles ont invoqué le témoignage d'Unocal à l'effet qu'elle n'envisagera pas de négocier jusqu'à ce que Lakehead ait conclu des ententes avec tous les autres propriétaires fonciers, et ont souligné la faible marge de manoeuvre

⁴² Les Autres producteurs représentent un groupe de compagnies qui, à l'origine, faisaient partie du groupe d'intervenants connu sous le nom MÉA et producteurs, mais qui ont choisi de retirer leur preuve au cours de l'audience, au lieu de produire un témoin.

⁴³ PADD, qui signifie «Petroleum Administration for Defense Districts», désigne le regroupement géographique des 50 États américains et du District de Columbia en cinq districts établis par la Petroleum Administration for Defense, en 1950. Ces districts ont d'abord été créés pendant la Deuxième Guerre mondiale afin d'administrer la répartition du pétrole. Les 5 districts correspondent aux régions géographiques suivantes : côte Est (I), Midwest (II), Côte du Golfe du Mexique (III), Rocheuses (IV) et côte Ouest (V).

dont Lakehead dispose pour éviter de passer sur l'emprise d'Unocal en cas de différend. Elle ont aussi rappelé qu'Unocal s'oppose tant au renversement de la canalisation 9 qu'à la construction de la canalisation 14, et ont laissé entendre que rien n'incite Unocal à négocier avec Lakehead.

Amoco et Mobil craignaient qu'IPL manque de réalisme en pensant pouvoir intervertir les différents types de pétrole brut entre les canalisations 6A et 5, étant donné qu'il s'agirait de déplacer des volumes considérables. Elles s'inquiétaient aussi du risque de contamination du brut léger non sulfuré, des NGL et des condensats dans la canalisation 5, si le brut lourd et le brut moyen sulfuré y sont transférés.

Amoco et Mobil ont demandé que le renversement de la canalisation 9 soit retardé jusqu'à la mise en service de la canalisation 14. Autrement, elles voudraient qu'une limite de débit de 22 200 m³/j (140 000 b/j) soit imposée à l'égard de la canalisation 9, tant que la canalisation 14 ne serait pas en service. Elles ont aussi demandé que l'Office impose comme condition à IPL l'obligation de prendre les mesures nécessaires pour éviter toute contamination dans la canalisation 5.

Le MÉA et les producteurs ont fait valoir que le renversement de la canalisation 9 aurait des conséquences négatives pour les producteurs de l'Ouest du Canada qui l'emportent sur les avantages procurés aux raffineurs de l'Ontario. Le groupe a commandé une étude au cabinet Purvin & Gertz, dans laquelle on estime que le projet de renversement créerait un excédent de brut de l'Ouest canadien dans le PADD II, ce qui se solderait par des baisses de prix de l'ordre de 0,25 à 0,35 \$ US/b en 1999. Ces baisses seraient attribuables à l'ampleur de l'offre sur le marché. Sans tenir compte des conséquences d'une répartition supplémentaire de la capacité, on a évalué que le renversement entraînerait pour les producteurs en 1997 un coût net (en valeur réelle) de 642 millions \$, comparativement à un avantage net (en valeur actuelle) de 402 millions \$ pour les Raffineurs. L'étude de Purvin & Gertz a également conclu que le renversement de la canalisation 9 aurait des conséquences encore plus graves si la canalisation 14 n'était pas en service au moment où il serait effectué. En effet, quelque 7 950 m³/j (50 000 b/j) de pétrole brut de l'Ouest canadien pourraient subir une baisse de prix de 9,43 \$/m³ (1,50 \$/b) si la canalisation 14 n'était pas en service. En outre, il pourrait y avoir une sous-utilisation équivalente de la capacité de production.

Le MÉA et les producteurs ont souligné que l'impact sur les prix se fait déjà sentir en raison de la hausse des importations en Ontario, même si 70 % des importations survenues entre avril et juin 1997 étaient de sources américaines. Depuis mai 1997, à mesure qu'augmentait le niveau des importations, le prix au comptant et le prix du marché à terme n'ont cessé de baisser par rapport aux prix affichés, lesquels ont fléchi par rapport au prix du WTI.

Le MÉA et les producteurs doutaient qu'IPL puisse atténuer le problème de capacité dans la canalisation 6A en transférant le brut moyen non sulfuré à la canalisation 5, étant donné qu'elle avait toujours cherché à garder ce type de brut hors de la canalisation 5 par crainte de contamination. Ils ont contesté l'estimation avancée par IPL de 250 000 \$ en coûts relatifs à la contamination, soulignant que rien ne laissait croire que les acheteurs accepteraient un tel niveau de contamination.

Opinion de l'Office

L'Office constate qu'une preuve considérable a été produite au cours de l'instance au sujet de l'impact éventuel du projet sur les producteurs de l'Ouest du Canada. Le renversement de la canalisation 9 pourrait fort bien avoir certaines conséquences

négatives pour ces producteurs. Néanmoins, l'achèvement du projet SEP I et la mise en service du pipeline Express ont permis aux producteurs de l'Ouest d'avoir accès à de nouveaux marchés et à pénétrer davantage leurs marchés actuels.

Si la canalisation 9 est renversée, les producteurs de l'Ouest canadien chercheront d'autres débouchés pour leur pétrole brut, qui est déplacé par les nouveaux volumes allant vers l'ouest. L'incidence du renversement sur les producteurs sera fonction des volumes réels de brut d'outre-mer acheminé vers l'Ontario, grâce à la canalisation 9 ou, peut-être, à d'autres oléoducs, de la capacité des marchés existants ou nouveaux d'absorber les volumes additionnels de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et la disponibilité de la capacité pipelinière pour amener ce pétrole vers ces marchés. Aucun de ces facteurs ne peut être établi avec certitude à l'heure actuelle.

Pour ce qui est des canalisations 5, 6 et 14 de Lakehead, l'Office fait remarquer que ces oléoducs ne sont pas de son ressort. Il est confiant, toutefois, qu'IPL et Lakehead sauront adapter l'exploitation des canalisations 5 et 6, au besoin, pour compenser tout retard dans la mise en service de la canalisation 14. Par conséquent, l'Office n'accepte pas de subordonner son approbation à la condition voulant que la canalisation 14 soit mise en service.

6.5.2 Incidence sur les raffineurs du Québec

Les deux raffineries situées à Montréal appartiennent à Petro-Canada et Shell; ces deux compagnies possèdent également des raffineries en Ontario et participent au projet de renversement de la canalisation 9. Les raffineries de Montréal traitent une charge de 35 000 m³/j (220 000 b/j) qui leur est acheminée, en majeure partie, par le même réseau Portland-Montréal qui alimentera la canalisation renversée 9. La capacité journalière du réseau se chiffre actuellement à 43 600 m³ (275 000 b) et serait portée à 83 300 m³ (525,000 b) en 1999.

IPL prévoyait que les raffineurs du Québec tireraient profit du renversement de la canalisation. Les raffineries de Montréal paieraient un droit plus avantageux pour le pétrole brut d'outre-mer que leurs homologues en Ontario. Montréal deviendrait un carrefour énergétique et ses raffineries bénéficieraient de volumes de production plus élevés, d'une plus grande sécurité d'approvisionnement et d'une souplesse d'exploitation accrue.

Québec a reconnu que les raffineries de Montréal y gagneraient des taux réduits sur le réseau Portland-Montréal, un inventaire accru et plus de souplesse au titre de l'approvisionnement. D'autant plus que, s'il fallait réinverser la canalisation 9 en cas de crise, l'oléoduc pourrait commencer ses livraisons sans tarder grâce au stock en canalisation. Néanmoins, le Québec s'inquiétait du fait que le renversement priverait les raffineries montréalaises d'un avantage concurrentiel relatif par rapport aux raffineries ontariennes. Il a été noté que bien qu'on s'attende à une réduction de 0,08 à 0,10 \$ US/b des droits payés par les raffineries de Montréal dans le réseau Portland-Montréal, les raffineries ontariennes réaliseraient des économies de 0,25 à 0,45 \$ US/b sur leurs coûts d'approvisionnement en pétrole d'outre-mer.

L'Ontario a fait remarquer que les raffineries de Montréal bénéficieraient de droits réduits sur le réseau Portland-Montréal. En outre, parce qu'elles se trouveraient en amont de la canalisation 9 renversée,

leurs approvisionnements étrangers leur reviendraient toujours moins cher qu'aux raffineries ontariennes.

Opinion de l'Office

L'Office constate que le renversement de la canalisation 9 aura pour effet de réduire les droits exigés sur le réseau Portland-Montréal, et que cela procurera aux raffineurs montréalaises, entre autres, un avantage constant, du point de vue des coûts et des droits, par rapport aux raffineurs de l'Ontario relativement aux volumes de pétrole brut acheminés en direction ouest.

6.6 Choix du moment du renversement

L'entente ACPP-Raffineurs (EAR), qui définissait le point de déclic, a été négociée par l'ACPP, les Raffineurs et Sonoco, et est entrée en vigueur le 1er janvier 1996. L'entente stipulait notamment que le renversement de la canalisation 9 ne s'effectuerait pas avant le 1er janvier 1998 de sorte que les installations du PAR I d'IPL et le pipeline Express soient en place. Par conséquent, IPL a proposé le 1er avril 1998 comme date de mise en service de la canalisation 9 renversée. Au cours de l'instance, cette date a été changée pour le 1er juillet 1998.

IPL a soutenu que les propositions visant à retarder le projet de renversement ou à restreindre le débit de la canalisation renversée ne feraient que limiter l'accès des Raffineurs aux pétrole brut Brent. De plus, l'idée de relier l'échéancier du renversement à une base tarifaire réévaluée de manière hypothétique, comme le suggérait le MÉA et les producteurs, lui était inacceptable.

Les Raffineurs ont convenu qu'il fallait renverser la canalisation le plus tôt possible, soulignant que l'idée du renversement n'était pas nouvelle, puisqu'il avait été planifié et pris en ligne de compte au moment de la conception du pipeline.

L'ACPP a souligné que les modalités de l'EAR concernant le déclenchement du renversement ont joué en faveur des producteurs et que l'entente leur accorde plus de certitude et la possibilité de réagir aux effets du renversement.

Selon Suncor, la date de mise en service d'avril 1998 représentait une estimation du moment où on pensait que le processus de réglementation prendrait fin. Suncor a noté que la date a été repoussée à au moins juillet 1998, voire plus tard. Elle jugeait qu'en insistant pour la date d'entrée en service d'avril 1998, le demandeur avait imposé un délai artificiel, ce qui a conduit à l'abandon du projet initial de mener un processus de demande en deux phases.

Le MÉA et les producteurs nient les avantages de l'EAR du point de vue des délais. Selon eux, l'EAR n'a pas retardé le moment du renversement parce que le point de déclic a été atteint en raison d'un marché en déport exceptionnellement accentué en 1996. Ils ont aussi souligné que l'augmentation progressive des volumes prévue en 1998-1999 n'avait rien à voir avec l'EAR, et tenait plutôt aux limites de capacité du réseau Portland-Montréal.

Le MÉA et les producteurs ont indiqué qu'un bon critère d'évaluation serait que l'Office détermine si les Raffineurs sont disposés à payer un droit calculé à part et incluant tous les coûts, en régime de prise obligatoire, dès le premier jour où le service pourrait débiter sur la canalisation 9 renversée,

après l'obtention de l'approbation demandée aux termes de l'article 58. Selon eux, rien n'indique que les Raffineurs seraient disposés à aller de l'avant avec le projet dans de telles conditions, si bien que la demande est prématurée. Le renversement de la canalisation ne devrait se faire qu'au moment où IPL et les Raffineurs seront disposés à partager entre eux les risques afférents, au lieu de les passer aux producteurs de l'Ouest canadien.

L'Ontario a soutenu qu'il faudrait procéder au renversement sans tarder, soulignant que l'ACPP avait négocié les modalités de l'échéancier dans le cadre de l'EAR. Un des principaux avantages dont ont bénéficié les producteurs était la garantie que la canalisation 9 ne serait pas renversée prématurément; cet avantage leur a été accordé aux termes de l'EAR. En contrepartie, l'ACPP a accepté de renoncer à son droit de faire obstacle au renversement au moment où le point de déclic serait atteint dans le cadre de l'entente. L'Ontario prend à partie la minorité de producteurs qui, après avoir bénéficié des avantages de l'EAR, cherchent maintenant à se soustraire aux autres conséquences de l'entente.

Opinion de l'Office

L'Office estime que ce sont les intervenants du marché qui peuvent le mieux déterminer le moment où il convient de procéder au renversement. Il croit que l'ACPP, qui représente la majorité des entreprises de production dans l'Ouest canadien, a négocié le point de déclic dans le cadre de l'EAR au mieux des intérêts de ses membres. L'Office constate également que l'EAR a pris effet le 1er janvier 1996 et que le renversement n'aura lieu que deux ans et demi plus tard, au plus tôt. Dans l'intervalle, les installations du PAR II d'IPL et le pipeline Express sont entrées en service, ce qui a facilité l'accès des producteurs à de nouveaux marchés ou à leurs marchés actuels. L'achèvement des travaux d'agrandissement que prévoit le PAR II d'IPL rehaussera la capacité des producteurs d'élargir leurs marchés.

6.7 Solutions de rechange en matière de transport

Unocal a affirmé qu'il n'y a pas lieu de renverser la canalisation 9 parce que l'infrastructure pipelinère en place aux États-Unis est suffisante pour approvisionner les raffineurs ontariens en pétrole brut d'outre-mer. Elle a indiqué que l'importation de brut d'outre-mer via la côte du Golfe du Mexique permettrait une substitution plus graduelle du brut de l'Ouest canadien sur le marché de l'Ontario.

Unocal a contesté l'affirmation d'IPL selon laquelle la canalisation 9 offrirait une voie d'acheminement plus propre, plus rapide et moins coûteuse pour le pétrole brut Brent. Elle a attribué les problèmes de dégradation qui ont pu survenir relativement aux livraisons via la côte du Golfe du Mexique au fonctionnement de la canalisation 6B de Lakehead. Pour ce qui est d'un acheminement plus rapide, elle souligne qu'il n'y a pas de preuves indiquant qu'il s'agit d'une considération importante. Quant au coût, Unocal se réfère à l'estimation d'IPL pour démontrer que les coûts de conservation de stocks supplémentaires sont négligeables. Moyennant l'ajout de deux réservoirs à Mokena, au coût de 6 millions \$ US, Unocal affirme pouvoir offrir un service comparable à celui qui est proposé sur la canalisation 9.

Unocal a souligné que le transport via le réseau Portland-Montréal exige d'expédier le pétrole par petits navires-citernes, ce qui coûte de plus en plus cher, et que cela pourrait influencer sur les aspects économiques du renversement. Elle a laissé entendre qu'il serait aisé de négocier des droits réduits

avec des oléoducs américains. De plus, la solution de rechange d'Unocal a l'avantage de ne pas exiger d'EÉI, et de ne pas susciter d'inquiétudes quant à l'accès, aux appels de soumissions et aux droits.

Les Raffineurs ont indiqué qu'ils sont au courant des solutions de rechange, mais qu'ils ont fixé leur choix en décidant d'appuyer la canalisation 9.

Opinion de l'Office

L'Office constate que les Raffineurs ont tenu compte des oléoducs américains au moment de prendre leur décision et qu'ils ont choisi d'appuyer le renversement de la canalisation 9. S'il est économique de le faire, les Raffineurs pourront toujours recourir au réseau pipelinier américain à l'avenir; le renversement de la canalisation 9 n'élimine pas cette possibilité.

Chapitre 7

Accès prioritaire

7.1 Obligations de transporteur public

Le paragraphe 71(1) de la Loi stipule que :

Sous réserve des règlements de l'Office ou des conditions ou exceptions prévues par celui-ci, la compagnie exploitant un pipeline destiné au transport du pétrole reçoit, transporte et livre tout le pétrole qui lui est offert pour transport par pipeline sans délai, avec le soin et la diligence voulus et conformément à ses pouvoirs.

Bien que l'article 71 ne fait pas spécifiquement référence au transport public, l'Office a fait remarquer à de nombreuses reprises qu'il reflète étroitement l'interprétation, faite au sens de la common law, des obligations des compagnies pipelinières à titre de transporteurs publics⁴⁴.

IPL a fait valoir qu'elle s'est acquittée de ses obligations de transporteur public étant donné que toutes les parties concernées ont eu, aux mêmes conditions, l'occasion d'obtenir par contrat un accès garanti et à long terme à la canalisation 9, et que les expéditeurs éventuels ayant choisi de ne pas opter pour une entente de service de transport à long terme étaient pleinement conscients qu'ils ne bénéficieraient pas d'un service identique à celui qui était offert aux expéditeurs liés par des contrats. Ces mêmes critères ont été établis par l'Office dans le cadre de sa décision concernant Express. Il a été noté que, dès 1991, l'Office avait établi, lors de sa décision au sujet des installations d'injection de LGN d'IPL, qu'il était possible d'accorder l'accès prioritaire sans pour autant porter atteinte aux exigences des transporteurs publics.

IPL a indiqué que l'Office n'a jamais déclaré que pour satisfaire à ses obligations de transporteur public, une compagnie se devait de lancer un processus d'appel de soumissions, assorti d'un projet pleinement élaboré comprenant des contrats de transport, des droits définitifs et des règles et règlements pro forma concernant les conditions de service. De même, l'Office n'a pas déclaré qu'un transporteur public est tenu de prévoir une capacité excédentaire dans le cadre de nouveaux projets s'il désire offrir un accès prioritaire aux expéditeurs initiaux.

Les Raffineurs ont soutenu que la situation devant l'Office concorde avec les obligations d'IPL en tant que transporteur public. On a fourni des preuves visant à démontrer que l'EÉI ne visait pas à accorder des droits à l'égard des agrandissements de la canalisation 9. Tous les expéditeurs éventuels auraient, dans les mêmes conditions, libre accès à la capacité d'agrandissement.

⁴⁴ Voir, par exemple : la décision concernant les installations d'injection de LGN d'IPL, (précitée, note 39, p. 30); décision concernant Express, (précitée, note 40, p. 27 à 29); PanCanadian Petroleum Limited, MH-4-96, Demande datée du 26 juillet 1996 pour obtenir une ordonnance enjoignant à Pipeline Interprovincial Inc. de transporter des liquides de gaz naturel pour PanCanadian Petroleum Limited à partir de Kerrobert (Saskatchewan), Motifs de décision datés de février 1997, p. 11 à 13 («décision concernant l'accès de PanCanadian au service de transport de LGN»); décision concernant Federated Pipe Lines (Northern) Ltd. OH-3-96, Demande datée du 12 novembre 1996 visant le projet d'oléoduc Taylor-Belloy, Motifs de décision datés d'avril 1997, p. 13 à 15; Novagas Clearinghouse Pipelines Ltd., OH-2-96, Demande datée du 20 septembre 1996, dans sa version modifiée, visant le pipeline Taylor- Boundary Lake, Motifs de décision datés de mai 1997, p. 12 à 14.

Suncor a affirmé qu'IPL n'avait pas produit de preuve suffisante pour permettre d'établir qu'elle s'acquittait de ses obligations de transporteur public par le biais du processus d'appel de soumissions.

7.2 Appel de soumissions

Dans une lettre datée du 4 octobre 1996, IPL a demandé aux parties et aux expéditeurs qu'ils lui fassent connaître leur intérêt au sujet du renversement de la canalisation 9. À cette époque, IPL était déjà entrée en négociation avec plusieurs expéditeurs éventuels. Les personnes intéressées ont été invitées à se joindre aux négociations afin d'établir la conception définitive du projet ainsi que les arrangements d'appui nécessaires. Ces négociations ont abouti à la signature de l'EÉI, aux termes de laquelle les Raffineurs ont obtenu par contrat 100 % de la capacité pipelinière disponible.

Afin d'être en mesure de concevoir des installations adaptées à leurs besoins, IPL a demandé aux futurs utilisateurs du pipeline de lui soumettre leurs commentaires dès que possible. Elle a admis que son processus d'appel de soumissions différait de celui d'Express. Les différences existant entre ces deux processus provenaient de divergences au niveau des buts et des besoins. Ce qui préoccupait IPL n'était pas la question de la rentabilité du projet, mais plutôt celle de donner à tous ceux qui s'intéressaient à celui-ci l'occasion d'y participer.

Selon IPL, il était inutile de procéder à un nouvel appel de soumissions. Si Suncor souhaitait devenir l'un des expéditeurs, elle pourrait avoir accès aux 3 970 m³/j (25,000 b/j) de capacité d'agrandissement découlant du recours à l'ART.

Les Raffineurs ont indiqué que Suncor avait été traitée sur un pied d'égalité avec les autres participants. Selon eux, le fait que Suncor ait choisi de ne pas courir le risque d'aller de l'avant ne signifiait pas que le processus d'appel de soumissions utilisé par IPL était déraisonnable. Il serait injuste et discriminatoire que Suncor reçoive le même traitement que les Raffineurs, lesquels avaient assumé des risques et de lourdes responsabilités afin d'aller de l'avant. Ils s'inquiétaient de surcroît que le lancement d'un autre appel de soumissions risque de retarder la marche du projet.

Suncor a contesté le processus d'appel de soumissions d'IPL sous prétexte qu'il n'était ni juste, ni raisonnable. Selon elle, l'appel de soumissions était totalement inadéquat étant donné que les parties ne disposaient pas des renseignements nécessaires pour être en mesure de prendre une décision en toute connaissance de cause. Suncor souhaitait que le nouvel appel de soumissions soit fondé sur des certitudes quant au processus d'approbation, aux droits et aux exigences sous-tendant une EÉI. Tous ces éléments manquaient au processus initial d'IPL. Suncor demandait l'élaboration d'un processus permettant de participer au projet en toute connaissance de cause et sans avoir à courir de risques indus.

Suncor a demandé que l'Office assujettisse l'approbation du projet à la condition voulant qu'IPL procède à un autre appel de soumissions d'une durée d'un mois, afin de permettre aux personnes intéressées de faire une offre pour obtenir un accès prioritaire à 31 750 m³/j (200 000 b/j) de la capacité de 38 160 m³/j (240 000 b/j) qu'offrirait la canalisation 9 renversée.

Suncor a aussi recommandé que 6 350 m³/j (40 000 b/j) de la capacité de la canalisation 9 soit réservés à l'accès en vue du transport public. Le volume de capacité à réserver devait être suffisamment important pour susciter l'intérêt des autres expéditeurs. Le volume spécifié suffirait à

assurer le transport mensuel de la cargaison de deux pétroliers, acheminée par les installations de Portland.

Suncor a affirmé que ses suggestions pouvaient être mises en oeuvre sans qu'il en résulte des conséquences onéreuses pour les raffineurs. Pour répondre aux préoccupations exprimées par les Raffineurs au sujet de l'iniquité de leurs obligations financières advenant la réduction de l'accès prioritaire, Suncor a fait remarquer que ceux-ci avaient de toute manière la possibilité d'utiliser la capacité entière de la canalisation 9.

Selon Suncor, le lancement d'un nouvel appel de soumissions n'empêcherait pas IPL de renverser la canalisation 9 suivant les dispositions de l'EAR, et il n'augmenterait pas les risques courus par IPL.

Les Raffineurs ont soutenu que Suncor n'avancait aucune explication satisfaisante quant à savoir pourquoi ils devraient appuyer à 100 % les frais entraînés par le projet alors qu'on ne leur octroierait que 83 % de la capacité. Ils ont fait remarquer qu'ils s'étaient exposés à des risques considérables en accordant leur appui au projet. Ils ont indiqué que l'Office avait autorisé l'accès prioritaire dans des circonstances similaires, dans le cadre de ses décisions relatives aux installations d'injection de LGN d'IPL, au pipeline Express et au projet d'Intercoastal.

Opinion de l'Office

Exigences juridiques

Les dispositions de l'article 71 de la Loi ne sont pas absolues. L'exigence pour une compagnie de transporter tout le pétrole qu'elle reçoit est mitigée par les exceptions que l'Office peut prévoir et les pouvoirs de cette compagnie. Ainsi, l'Office pourrait, s'il le jugeait nécessaire, accorder une exemption relativement aux dispositions de l'article 71.

L'article 67, lequel a aussi son importance dans le cadre de la question à l'étude, stipule que la Loi «interdit à [une] compagnie de faire, à l'égard d'une personne ou d'une localité, des distinctions injustes quant aux droits, au service ou aux aménagements.»

Ensemble, ces dispositions requièrent qu'une compagnie propriétaire d'un oléoduc offre ses services dans les mêmes conditions à toute partie qui souhaite faire transporter du pétrole au moyen de cet oléoduc. Cette obligation d'offrir le libre accès à un oléoduc est l'une des conditions essentielles sous-tendant l'octroi d'un certificat autorisant la construction et l'exploitation d'un oléoduc.

Décisions antérieures de l'Office

L'Office a récemment abordé la question du transport public dans le cadre de la décision qu'il a rendue au sujet des installations d'injection de LGN d'IPL. L'Office, dans ce cas, a statué que :

dans la mesure où un pipeline donne à toutes les parties, en même temps, l'occasion de participer à un projet ou de se prévaloir d'un service particulier, son statut de transporteur [public] est préservé.⁴⁵

De ce fait, l'Office a décidé qu'il ne serait pas injustement discriminatoire d'accorder l'accès prioritaire aux installations à ceux des expéditeurs qui avaient signé l'EÉI.

Par cette décision, l'Office a reconnu qu'IPL avait conçu ses installations en fonction des volumes contractuels des expéditeurs qui avaient donné leur appui au projet, et que, si l'accès prioritaire n'était pas accordé, toute commande passée par d'autres expéditeurs risquait de restreindre la capacité qu'avait IPL de recevoir et de transporter les volumes contractuels. Étant donné que les installations envisagées pourraient être facilement agrandies, l'Office a été d'avis que tout nouvel expéditeur souhaitant faire transporter des LGN devrait attendre jusqu'à ce qu'on procède à l'agrandissement des installations. Si ces expéditeurs souhaitaient obtenir l'accès prioritaire aux installations agrandies, ils devraient alors être partie à une EÉI, pour justifier pareil accès.

Les installations visées par la demande susmentionnée différaient de celles dont il s'agit dans le cas présent en ce sens qu'elles étaient destinées à offrir le libre accès au réseau d'IPL et qu'elles feraient double emploi avec des installations existantes, dont Amoco était propriétaire et exploitante. Tous les expéditeurs éventuels avaient eu l'occasion de participer au projet conjoint, et aucun d'entre eux ne s'était plaint du processus d'appel de soumissions ou du manque d'accès. L'accès prioritaire ou non réparti a été accordé uniquement dans le cas des installations d'accumulation et d'injection requises afin de permettre l'accès au pipeline de transport public. Ces installations étaient uniques, elles pouvaient facilement être agrandies, et elles fournissaient un service pour lequel des redevances supplémentaires seraient perçues.

Lorsqu'il a rendu sa décision au sujet d'Express, l'Office a déclaré que le pipeline n'avait pas enfreint ses obligations de transporteur public telles qu'elles sont définies au paragraphe 71(1) de la Loi, au motif que :

Toutes les parties ont eu la même possibilité d'obtenir un accès garanti à long terme au réseau. Les expéditeurs éventuels qui ont choisi de ne pas passer de contrat de service de transport à long terme l'ont fait en sachant bien qu'ils ne recevraient pas les mêmes services que les expéditeurs avec contrat.⁴⁶

Comme on l'a souligné dans la preuve produite au cours de la présente instance, la cause d'Express diffère beaucoup du cas étudié en l'espèce. Express était un nouveau pipeline qui cherchait à faire concurrence à des pipelines existants. L'obtention d'engagements de la part des expéditeurs était nécessaire au financement du projet. Le pipeline Express n'était pas totalement souscrit aux termes des ententes de service de transport, étant donné que seulement 85 % de sa capacité était sous contrat. Express a

⁴⁵ *Précitée*, p. 30, note 39.

⁴⁶ *Précitée*, note 40, p. 29.

tenu un appel de soumissions public en deux étapes; au cours de ce processus, les conditions et le niveau d'engagement requis étaient connus au moment où la compagnie avait pressenti les expéditeurs éventuels qui envisageaient de signer une EÉI. Aucun d'entre eux ne s'est plaint du processus d'appel de soumissions ou du manque d'accès. L'Office note également que, alors que le pipeline d'Express ne représentait qu'un de plusieurs itinéraires que les producteurs de l'Ouest canadien pouvaient emprunter pour rejoindre leurs marchés, la canalisation 9 renversée offre un moyen de transport plus direct aux raffineurs de l'Ontario qui souhaitent avoir accès au pétrole brut d'outre-mer. La canalisation 9 présenterait des niveaux de contamination inférieurs, et les raffineurs ontariens la préfèrent de beaucoup aux autres tracés.

Dans le cadre de la décision qu'il a rendue au sujet de l'accès de PanCanadian au service de transport de LGN, l'Office a examiné les obligations des transporteurs publics et a déclaré que :

L'observance des dispositions visant les transporteurs publics est déterminée au moyen d'un test de rationalité, soit un concept relatif. L'article 71 de la Loi sur l'ONÉ concorde avec cette approche de la common law en ce sens qu'il permet à l'Office d'adapter les obligations statutaires des gazoducs et des oléoducs en fonction des circonstances particulières qui se présentent. Ainsi, l'Office peut soit élargir soit réduire les obligations statutaires imposées aux gazoducs, aux oléoducs et aux productoducs, pour ce qui concerne le transport du pétrole, du gaz ou d'autres produits.⁴⁷

Dans les décisions concernant Federated et Novagas, l'Office a déclaré qu'il tenait compte du besoin d'assurer le libre accès public aux oléoducs relevant de sa compétence. Il était convaincu que les compagnies satisfaisaient aux obligations stipulées par la Loi et il a remarqué qu'elles s'étaient engagées à accepter tout volume acheminé aux fins du transport par leurs canalisations, aux termes de leurs ententes de transport par pipeline.

Projet de renversement de la canalisation 9

L'Office est d'avis qu'il serait possible d'adopter une grande variété de dispositions dans le but d'assurer qu'un oléoduc se conforme aux stipulations de l'article 71 de la Loi. Lorsqu'il s'est penché sur la question de savoir si IPL avait satisfait à ces exigences, l'Office a examiné deux points principaux.

En premier lieu, bien qu'IPL a effectivement procédé à un appel de soumissions donnant à toutes les parties l'occasion de participer, dans les mêmes conditions, au projet de renversement de la canalisation 9, l'Office remarque qu'il existait beaucoup d'incertitude quant à la question de savoir s'il donnerait son approbation au projet, quant aux droits qui seraient exigés et aux coûts étayés par l'EÉI, et quant au moment où les demandes seraient déposées auprès de l'Office et où le renversement de la

⁴⁷ Précitée, note 44, p. 12.

canalisation s'effectuerait. Cette incertitude se voit dans les nombreuses modifications apportées au projet depuis l'appel de soumissions.

En second lieu, l'Office accepte la preuve établissant que la canalisation 9 représente le seul moyen direct d'acheminer le pétrole brut d'outre-mer au marché de l'Ontario. En outre, elle offre l'avantage de présenter de faibles niveaux de contamination, et a été nettement préférée par les raffineurs ontariens. C'est ce dernier point, ainsi que les indications que d'autres parties pourraient vouloir expédier leurs produits par la canalisation 9, qui amène l'Office à la conclusion que la possibilité d'utiliser la canalisation devrait être fournie à ces expéditeurs éventuels. Mis à part le fait qu'il a été question d'ajouter des installations d'agrandissement, on n'a pas essayé d'offrir pareil service.

L'Office reconnaît que les Raffineurs se sont exposés à des risques considérables en donnant leur appui au projet de renversement de la canalisation 9, et qu'ils seraient raisonnablement en droit de s'attendre à obtenir un accès prioritaire en contrepartie. IPL a clairement spécifié que, sans cet appui, offert selon les conditions de l'EÉI, elle n'aurait pas entrepris ce projet. Toutefois, l'Office est d'avis que le refus initial d'IPL d'accepter tout risque lié à ce projet, en exigeant que les Raffineurs l'appuient à 100 %, ne saurait l'emporter sur les droits qu'ont d'autres parties d'avoir accès à son réseau.

Au vu des circonstances, l'Office est d'avis que, pour qu'IPL soit en mesure de satisfaire à ses obligations aux termes de la Loi, il lui sera demandé de réserver chaque mois, aux fins de commandes éventuelles, 20 % de la capacité disponible pour le transport du pétrole sur la canalisation 9, lorsque celle-ci est exploitée d'est en ouest.

Il est prévu que cette décision entraînera des révisions au tarif, tel que déposé à cette instance. L'Office s'attend à ce que le nouveau tarif déposé soit le fruit de consultations entre IPL et tous les expéditeurs éventuels, pas seulement les Raffineurs.

Période de prolongation

L'Office reconnaît que, suite à la manière dont est rédigé de tarif, les Raffineurs pourraient bénéficier de l'accès prioritaire pendant la période de prolongation. Ceci pourrait se produire si l'accès, pendant des périodes où la capacité est répartie, était basé sur les expéditions historiques. Bien que l'Office entretienne quelques préoccupations à ce sujet, il est d'avis qu'il ne dispose pas de renseignements suffisants pour décider de la façon dont il faudrait aborder cette question. Il ordonne donc à IPL de soumettre de nouveau à son approbation la partie du tarif qui porte sur la répartition de la capacité durant la période de prolongation.

Chapitre 8

Conception des droits et questions financières

8.1 Questions financières

IPL a déclaré qu'au cours des premières étapes de la construction, elle entend financer le projet en recourant à la dette à court terme dans le cadre des programmes d'effets de commerce de la compagnie. Elle a également l'intention d'émettre des effets à long terme au moment opportun en vertu de l'acte fiduciaire existant de la compagnie. Les conditions actuelles du marché en ce qui a trait aux taux d'intérêt auront une incidence sur le moment de l'émission et sur le choix de l'échéance de la dette.

IPL entend obtenir du capital-actions au moyen de fonds générés à l'interne, jumelés à l'émission d'actions de trésorerie à IPL Energy Inc.

Aucune partie intéressée n'a contesté la méthode de financement proposée par IPL.

Opinion de l'Office

Selon l'Office, IPL ne devrait pas éprouver de difficulté à financer le projet.

8.2 Révision de la décision RH-2-91

IPL a demandé à l'Office de revoir la décision RH-2-91, aux termes de l'article 21 de la Loi, et d'approuver une méthodologie de conception des droits qui prévoit des droits partiellement intégrés. La demande de révision visait uniquement à permettre l'application de l'arrangement en matière d'établissement des droits qui avait été convenu entre l'ACPP, les Raffineurs et Sunoco. IPL a fait valoir que les circonstances modifiées et les faits nouveaux depuis cette décision, rendue en 1992, justifient la modification de celle-ci pour permettre la réalisation du projet de renversement de la canalisation 9. Elle a souligné que l'évolution constante de la déréglementation des marchés du pétrole l'a incitée à prendre la décision de renverser la canalisation 9 et que la réglementation des pipelines évolue vers une démarche davantage axée sur les conditions du marché.

La canalisation 9 n'était pas en service quand l'Office a rendu sa décision RH-2-91. Quand la canalisation a été remise en service en 1992 pour acheminer du pétrole brut pour le compte de la Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta, l'Office a ordonné à IPL d'appliquer des droits intégrés au service ouest-est sur la canalisation 9. Les expéditions sur celle-ci se sont poursuivies jusqu'en 1996. Suite à une étude d'optimisation, la canalisation 9A a été intégrée à l'ancien réseau, la canalisation 8 a été mise hors service, et la canalisation 9B a été nettoyée.

En juin 1996, IPL et le gouvernement du Canada ont convenu de se dégager mutuellement de leurs droits et obligations aux termes de l'entente de couverture de déficit. IPL a souligné qu'en vertu de la décision RH-2-91, les droits applicables à la canalisation 9, quand inactive, devaient être calculés de manière distincte. L'Office avait jugé que par souci d'équité, il fallait que le gouvernement fédéral

assume tous les coûts liés au pipeline en l'absence de livraisons. Cependant, le gouvernement fédéral n'assume plus aucune responsabilité financière.

IPL a déclaré que le plus important changement de circonstance ou fait nouveau qui s'est produit depuis l'instance RH-2-91, ce sont les négociations entre IPL, les Raffineurs et Sunoco, et l'ACPP. Ces négociations ont abouti à une entente commerciale qui a établi une méthode de conception des droits acceptable pour ces parties. En outre, plusieurs parties⁴⁸ qui s'étaient opposées à la conception de droits intégrés à l'audience RH-2-91 appuient maintenant cette entente qui inclut des aspects d'intégration.

L'ACPP n'a pas abordé précisément la question de la révision, mais elle a souligné qu'il y avait eu des changements de circonstances et des faits nouveaux relativement à la canalisation 9 à mesure de l'évolution de l'industrie. L'une des principales raisons pour lesquelles l'ACPP a négocié avec les Raffineurs et Sunoco et passé l'EAR est la déréglementation continue des marchés et des prix du pétrole.

Selon le MÉA et les Producteurs, rien ne justifie la modification de la décision RH-2-91. À leur avis, le seul changement de circonstance vraiment important depuis que l'Office a diffusé sa décision est le fait que l'ACPP, les Raffineurs et Sunoco ont passé l'EAR. Par cette entente, ces parties cherchent à imposer leurs arrangements commerciaux à d'autres parties.

Quant à la question de savoir si l'Office était lié par sa décision énoncée dans les Motifs de décision RH-2-91, le gouvernement de l'Ontario a cité l'ouvrage de Macaulay intitulé *Practice and Procedure Before Administrative Tribunals*⁴⁹. Selon Macaulay, les organismes devraient rechercher la cohérence dans leurs décisions, mais ils ne sont pas liés par des décisions antérieures. Cela garantit souplesse et capacité d'adaptation. Par conséquent, chaque cas doit être étudié à son mérite. L'avocat-conseil a fait remarquer que la majorité des producteurs, IPL et les Raffineurs sont à l'aise avec le renversement de la canalisation 9 et la méthodologie proposée de conception des droits. Il a fait valoir que le degré d'entente démontre que les circonstances sont différentes de celles qui existaient apparemment au moment de la décision RH-2-91 et que pour cette raison, l'Office serait justifié de s'écarter de cette décision. Cependant, on a reconnu que, pour rendre cette décision, l'Office a tenu compte de facteurs autres que le fait que l'ACPP, les expéditeurs éventuels et IPL étaient à l'aise avec la méthodologie de conception des droits.

Selon les Autres producteurs, l'approbation du projet de renversement de la canalisation 9 ne concorderait pas avec la décision de l'Office voulant que les droits de la canalisation 9 soient distincts, telle qu'elle est énoncée dans les Motifs de décision RH-2-91. Cependant, ils n'ont pas soutenu que la décision RH-2-91 ne devrait pas être réexaminée ni fait valoir que la preuve était faite que cette décision devrait être revue.

⁴⁸ Ces parties comprennent Imperial, Petro-Canada, Shell, NOVA et l'ACPP. Cette dernière a succédé à l'Association pétrolière du Canada et à l'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada, toutes deux parties à l'instance RH-2-91.

⁴⁹ R.W. Macaulay & J.L.H. Sprague, *Practice and Procedure Before Administrative Tribunals*, vol. 1 (Toronto, Ont. : Carswell) pp. 6-6 - 6-8. («Macaulay»)

Opinion de l'Office

L'Office est d'accord avec le principe de droit énoncé dans *Macaulay* et analysé par l'Ontario. Il n'est pas lié par une décision antérieure. Cependant, la décision RH-2-91 a été prise de façon particulière pour s'appliquer à des événements futurs, soit, entre autres, le renversement de la canalisation 9. L'Office recherche aussi la cohérence dans ses décisions. Il est donc d'avis qu'il devrait y avoir des raisons importantes pour qu'il envisage de modifier cette décision.

En vertu de l'article 44 des *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995*⁵⁰, une demande de révision doit énoncer des motifs suffisants pour soulever un doute quant à la rectitude de la décision, y compris les changements de circonstances ou les faits nouveaux qui se sont produits depuis la fin de l'instance initiale.

L'EAR et les ententes subséquentes déposées devant l'Office visent la compagnie pipelinière, les parties qui seraient des expéditeurs éventuels sur la canalisation et une grande association de l'industrie représentant les expéditeurs de l'ancien réseau. Selon l'Office, la participation de toutes ces parties est importante et justifie un examen de ces ententes négociées.

8.3 Droits distincts par opposition à droits intégrés

Dans les Motifs de décision RH-2-91, l'Office a affirmé ce qui suit :

l'Office croit que, pour établir des droits justes et raisonnables pour PIL, il doit adhérer au principe des droits fondés sur les coûts et des droits d'utilisation et à celui voulant qu'il n'y ait pas de discrimination injuste. Dans la mesure du possible, on devrait viser les objectifs de simplicité, de stabilité et de prévisibilité, mais non au détriment des principes de base. De plus, les droits devraient être établis de manière à promouvoir l'efficacité économique. Toutefois, lorsqu'il y aura conflit entre l'adhésion du principe des droits fondés sur les coûts/droits d'utilisation et l'établissement de droits visant à favoriser l'efficacité économique, il faudrait de bonnes raisons pour que l'Office n'adhère pas au principe des droits fondés sur les coûts/droits d'utilisation. Enfin, il faut également tenir compte de l'équité envers toutes les parties touchées par la décision.⁵¹

Au cours de l'instance RH-2-91, aux fins de l'établissement de la méthode de conception des droits appropriée pour la canalisation 9 renversée, l'Office a examiné si les droits devraient être distincts, intégrés, ou établis selon une combinaison des deux méthodes.⁵² L'Office a jugé que des droits distincts seraient plus indiqués de manière à respecter le principe des droits fondés sur les coûts et des droits d'utilisation.⁵³ L'Office a également jugé que des droits distincts seraient la solution la plus

⁵⁰ DORS 95-208.

⁵¹ *Précité*, note 2, p. 73.

⁵² *Ibidem.*, p. 82

⁵³ *Ibidem.*, p. 80.

équitable pour toutes les parties touchées. En ce qui a trait à l'efficacité économique, l'Office était d'avis que l'établissement de droits distincts permettrait d'envoyer aux utilisateurs éventuels des signaux appropriés quant au prix du service renversé, ce qui favoriserait la prise de décisions pertinentes par les expéditeurs.⁵⁴

Dans sa présente demande, IPL a proposé que les droits applicables à la canalisation 9 renversée après la purge et avant le renversement soient intégrés à ceux de l'ancien réseau, conformément aux modalités détaillées de l'EAR. Au cours de la période principale, les droits seraient partiellement intégrés, et les recettes excédentaires seraient remises à l'ancien réseau tandis que les déficits seraient recouverts auprès de celui-ci. Au cours de la prolongation, les droits seraient distincts. IPL a demandé à l'Office de modifier la partie de la décision RH-2-91 ayant trait à la conception des droits pour la canalisation 9 pour permettre la perception de droits partiellement intégrés pendant la période transitoire de cinq ans postérieure au renversement.

En vertu de la méthodologie de conception des droits visée par la demande, le droit provisoire de transport entre Montréal et Sarnia pendant la période principale serait de 3,195 \$/m³ (0,508 \$/b), comparativement à des droits distincts, sur la canalisation 9, d'environ 3,65 \$/m³ (0,58 \$/b) pour un débit de 22 220 m³/j (140 000 b/j), ou d'environ 2,26 \$/m³ (0,36 \$/b) pour un débit de 38 160 m³/j (240 000 b/j) selon les calculs de droits distincts d'IPL.

À propos de la période principale, IPL a fait valoir que les droits versés par les payeurs de droits ne correspondraient pas aux recettes reçues par la compagnie. En effet, ses besoins en recettes sont fondés sur son calcul des coûts distincts. Les droits réels varieront en fonction des volumes expédiés, selon les modalités de l'EAR. Il ne serait pas pertinent de qualifier l'EAR d'instrument d'interfinancement; on devrait plutôt la considérer comme étant un mécanisme permettant de partager les incidences de la mise en place graduelle d'un service de transport de rechange concurrentiel. Selon les prévisions relatives aux débits, l'annulation de l'EAR ferait en sorte que les expéditeurs de l'ancien réseau perdraient des sommes très importantes qu'ils recevraient si la méthodologie demandée était retenue. IPL a indiqué que la méthodologie proposée est juste et raisonnable du fait qu'elle permet une transition entre des droits entièrement intégrés et des droits parfaitement distincts.

Les Raffineurs n'ont pas contesté l'argument voulant que des droits distincts soient appropriés pour une canalisation 9 renversée. En outre, des signaux appropriés du marché seraient envoyés par des droits qui rendraient économique l'utilisation d'un bien inactif, et non par des droits qui garantiraient le maintien en inactivité de l'installation en cause. Les Raffineurs ont indiqué qu'ils réaliseraient le projet si des droits distincts étaient établis pour la canalisation 9 renversée. Ils ont souligné que ce n'était pas eux qui insistaient pour que la méthodologie de conception de droits distincts soit écartée. La situation réelle, c'est qu'en cherchant à équilibrer les besoins et les intérêts des parties, les négociations ont abouti à la mise de côté de la conception de droits distincts pour l'adoption d'un mécanisme de transition. La méthodologie prévue à l'EAR aurait pour effet d'accroître sensiblement le coût assumé par les Raffineurs pendant la période de transition comparativement à des droits distincts. En effet, si le droit est établi de manière distincte, il est de 2,26 \$/m³ (0,36 \$/b) contre 3,195 \$/m³ (0,508 \$/b) selon les modalités de l'EAR. En outre, les producteurs de l'Ouest canadien profiteraient du mécanisme de partage des recettes du fait que le brut de l'Ouest canadien pourrait concurrencer le brut mis en marché en Ontario car l'effet de prise obligatoire associé aux droits distincts serait atténué.

⁵⁴ *Ibidem.*, p 86 et 87.

Selon l'ACPP, il est pertinent d'établir des droits distincts. À son avis, si les marchés subissent des changements appréciables et si l'incertitude entoure ces changements, il serait souhaitable de mettre en place des mesures qui facilitent une transition ordonnée et minimisent ainsi les perturbations. Pour cette raison, elle appuyait la méthodologie de conception des droits visée par la demande avec sa période transitoire de cinq ans. Le renversement de la canalisation 9 représenterait un changement sensible sur le marché du fait qu'il introduirait une nouvelle source d'approvisionnement concurrente; il justifie donc une période de transition. Selon l'ACPP, les producteurs de l'Ouest canadien ont déjà profité de l'EAR du fait que le renversement a été reporté en 1998, le renversement se fera graduellement avec des volumes restreints à moins de 25 440 m³/j (160 000 b/d) avant 1999, et le choix du moment du renversement serait dicté par les conditions économiques au moyen du mécanisme d'enclenchement (ou déclic).

Le MÉA et les Producteurs, ainsi que les groupe des Autres producteurs, ont soutenu que l'établissement de droits intégrés et partiellement intégrés, comme le propose IPL, a pour effet d'interfinancer l'achat du pétrole brut provenant d'un bassin d'approvisionnement concurrent. À leur avis, il serait pertinent d'établir un droit distinct fondé sur un besoin en recettes incluant tous les coûts associés au renversement de la canalisation 9.

Le MÉA et les Producteurs ont indiqué que le besoin en recettes distinctes est supérieur de 45 % à celui établi par IPL (38,8 millions \$ contre 26,7 millions \$ au cours de la première année) et que, par conséquent, les droits distincts seraient plus élevés que ceux calculés par IPL.

Sunoco a appuyé la méthodologie de conception des droits visée par la demande en soutenant qu'elle permettrait aux volumes de pétrole de l'Ouest canadien de concurrencer le gaz vendu sur le marché ontarien selon des règles du jeu équitables au cours de la période transitoire de cinq ans, en faisant en sorte que les Raffineurs ne soient pas incités à prendre le maximum de volumes de la canalisation 9. Si les droits applicables à la canalisation 9 étaient établis d'une manière distincte, il faudrait soustraire au moins le droit de transport sur la canalisation 9 du prix du pétrole brut de l'Ouest canadien pour que celui-ci soit concurrentiel sur le marché ontarien. Cela aurait un effet de dominos sur les ventes et les prix des autres bruts.

Le MÉA et les Producteurs se sont opposés à la méthodologie de conception des droits visée par la demande pour deux principales raisons. Premièrement, les Raffineurs ne paieraient pas les droits distincts. Deuxièmement, le besoin en recettes proposé par IPL ne comprend pas tous les coûts associés au renversement de la canalisation 9. Ils ne s'opposeraient pas au renversement de la canalisation 9 si les droits étaient distincts et globaux.

De l'avis du MÉA et des Producteurs, l'absence de droits distincts incluant tous les coûts associés a pour effet de réduire le fardeau économique des Raffineurs. Les livraisons par la canalisation 9 débuteraient plus tôt que cela ne serait économiquement justifié dans le cas de droits distincts et globaux. La méthodologie de conception des droits visée par la demande et le besoin proposé en recettes créent un interfinancement qui biaise l'économie du renversement. Cela faciliterait le renversement prématuré de la canalisation 9 qui entraînerait une baisse du prix du pétrole brut de l'Ouest canadien.

Selon le MÉA et les Producteurs, la méthodologie de conception des droits visée par la demande est contraire aux principes des droits fondés sur les coûts et des droits d'utilisation. Des éléments devraient être inclus dans le coût du service de la canalisation 9, à savoir : coûts postérieurs à la purge

et antérieurs au renversement, écart entre les valeurs comptable et marchande de la canalisation latérale Clarkson, taux de dépréciation de rechange, et structure financière qui représente le caractère distinct de la canalisation 9.⁵⁵ L'inclusion de ces coûts garantirait que tous les coûts liés à la prestation du service sur la canalisation 9 seraient assumés par les expéditeurs de cette canalisation et seraient conforme aux principes des droits fondés sur les coûts et des droits d'utilisation.

L'Ontario a souligné que de nombreuses parties, dont IPL, les raffineurs et l'ACPP, sont à l'aise avec la méthodologie de conception des droits visée par la demande. Cela démontre clairement l'existence de circonstances différentes de celles qui existaient au moment de la décision RH-2-91 et constitue un écart à la décision visant l'établissement de droits distincts.

Québec a déclaré qu'il ne s'opposait pas à l'intégration partielle des droits et a reconnu que la méthodologie proposée est le fruit de négociations et d'ententes commerciales entre les diverses parties intéressées.

Opinion de l'Office

Dans la décision RH-2-91, l'Office a indiqué qu'il croyait que l'établissement de droits distincts serait la méthode la plus appropriée pour la canalisation 9 renversée. L'Office fait remarquer qu'au cours de la présente instance, aucune partie ne s'est opposée au principe des droits distincts. Cependant, il a reconnu que la méthodologie visée par la demande, qui est le résultat de négociations entre l'ACPP, les Raffineurs et Sunoco, est un compromis qui permettrait une transition entre des droits entièrement intégrés et des droits parfaitement distincts. Selon l'Office, il est raisonnable, dans le cas présent, de prévoir une période de transition de façon que les participants aient assez de temps pour s'adapter à l'évolution des marchés du pétrole pouvant découler du renversement. L'Office approuve donc la méthodologie de conception des droits visée par la demande qui permet une transition entre des droits entièrement intégrés et des droits entièrement distincts.

8.4 Évaluation de la canalisation 9

Dans les Motifs de décision RH-2-91, l'Office a conclu ce qui suit :

si PIL demeure propriétaire du prolongement de Montréal, toute forme de réévaluation de la base des taux donnera lieu à des droits qui ne concorderont pas avec la notion traditionnelle des droits fondés sur les coûts. Les coûts historiques associés au prolongement, y compris le niveau courant de l'amortissement cumulé, ont été recouverts en partie par le biais des droits perçus à l'égard des réseaux d'IPL et en partie par le biais des paiements de couverture de déficit du gouvernement fédéral. En d'autres mots, bien que les coûts historiques liés au prolongement n'aient pas été entièrement recouverts dans les droits, IPL les a, en fait, recouverts. Étant donné que ces coûts ont été payés, l'Office croit qu'il ne serait pas conforme au principe des droits

⁵⁵ Voir les sections 8.6 à 8.8 pour une analyse complète de ces points.

d'utilisation et des droits fondés sur les coûts si une partie de ces coûts était réinjectée dans la base des taux.⁵⁶

En 1996, le gouvernement du Canada a sollicité des offres inconditionnelles pour l'achat de la canalisation 9. Parmi les modalités du document d'offre, il y avait un prix minimum de 20 millions \$ et l'obligation pour l'acheteur de prendre le pipeline «sur place et dans l'état». IPL a acheté l'option d'achat du gouvernement du Canada pour la somme de 10,3 millions \$ et est donc demeurée propriétaire de la canalisation. Aucune autre partie n'a soumissionné.

IPL a soutenu que la canalisation 9 ne devrait pas être réévaluée et qu'une base des taux recapitalisée ne devrait pas être utilisée pour déterminer le moment du renversement. La canalisation 9 a été pleinement amortie sur une période de 20 ans, le gouvernement a payé une partie de cet amortissement, et l'Office a jugé ces paiements appropriés. Dans les Motifs de décision RH-2-91, l'Office a jugé que si IPL demeurait propriétaire de la canalisation 9, toute forme de réévaluation serait contraire au principe des droits fondés sur les coûts. IPL a fait valoir que sa transaction avec le gouvernement du Canada était une transaction entre entités autonomes et devrait être considérée comme étant axée sur les conditions du marché.

Selon les Raffineurs, le prix pour la canalisation 9 a été fixé dans le cadre d'une transaction sur le marché libre et constitue donc une juste valeur marchande. De même, la question de la réévaluation a été examinée par l'Office dans les Motifs de décision RH-2-91 et n'a pas besoin d'être revue.

Même si le MÉA et les Producteurs n'ont pas demandé une réévaluation de la canalisation 9, ils ont soutenu que le prix d'achat de 10,3 millions \$ ne représentait pas la juste valeur marchande. Ils ont demandé à l'Office de tenir compte des «conditions fortuites» dans lesquelles les Raffineurs se sont trouvés. L'une de ces circonstances était le fait que les Raffineurs tireraient profit d'une canalisation 9 complètement amortie, ce qui entraînerait une distorsion des signaux quant au prix. En outre, l'interfinancement de l'ancien réseau et de la canalisation 9 ne constitue pas des règles de jeu équitables. Étant donné que les Raffineurs profiteraient de la base des taux d'une canalisation 9 entièrement amortie, il est important que tous les coûts associés à la prestation du service sur la canalisation 9 soient inclus dans le besoin en recettes.

L'Ontario a soutenu que la base des taux de la canalisation 9 ne devrait pas être rajustée pour tenir compte des paiements faits dans le cadre de l'entente de couverture de déficit. Il a fait valoir que le règlement conclu entre IPL et le Canada reflète la juste valeur marchande actuelle de la canalisation 9.

Opinion de l'Office

Dans les Motifs de décision RH-2-91, l'Office a affirmé que si IPL demeurait propriétaire de la canalisation 9, toute réévaluation de la base des taux serait contraire à la notion des droits fondés sur les coûts.⁵⁷ L'Office fait remarquer qu'aucune partie à l'instance OH-2-97 n'a défendu le principe d'une réévaluation de la canalisation 9 aux fins de l'établissement des droits. L'Office juge donc raisonnable, dans les circonstances présentes, l'évaluation de la canalisation 9 visée par la demande.

⁵⁶ *Précité*, note 2, p. 90.

⁵⁷ *Ibidem.*, p. 90.

8.5 Ententes négociées

Deux ententes négociées, l'EAR et l'ÉEI, constituent la pierre angulaire de la demande d'IPL visant le renversement de la canalisation 9. L'EAR prévoit le mécanisme d'enclenchement, le mécanisme de partage des recettes et l'inclusion des coûts provisoires dans l'ancien réseau. L'ÉEI est une entente conclue entre IPL et les Raffineurs qui reprend les principes de l'EAR. Elle décrit, entre autres, les engagements financiers pris par les Raffineurs relativement aux coûts liés au projet, aux frais d'aménagement et aux frais d'exploitation, ainsi que le besoin en recettes de la canalisation 9 pendant la période principale. L'ÉEI stipule également que les Raffineurs auraient un accès non réparti à leurs volumes contractuels respectifs.⁵⁸

Au cours de l'instance, certaines parties ont demandé si elles devraient être liées ou non par les modalités d'ententes qu'elles n'ont pas signées. Les parties qui appuyaient les ententes ont fait valoir que même si toutes les parties n'ont pas signé celles-ci, leurs intérêts étaient représentés par l'ACPP. Elles ont également indiqué que les avantages des ententes avaient déjà été attribués.

8.5.1 Entente ACPP-Raffineurs

Dans son témoignage, IPL a déclaré que parmi les avantages de l'EAR, il y avait le partage des risques et des avantages du renversement de la canalisation 9 entre les Raffineurs et les expéditeurs de l'ancien réseau. Si les Raffineurs utilisaient la canalisation 9 à pleine capacité, les recettes passeraient de la canalisation 9 à l'ancien réseau, réduisant ainsi les droits applicables à l'ancien réseau, et le pétrole brut serait plus concurrentiel sur le marché ontarien. Si, par contre, le débit était faible sur la canalisation 9, les recettes passeraient de l'ancien réseau à la canalisation 9. Ce mécanisme de partage, jumelé à des droits fixes, aurait pour effet de moins inciter les Raffineurs à accroître les volumes pour abaisser le droit unitaire. Les producteurs de l'Ouest canadien auraient donc la possibilité de vendre leur pétrole brut sur le marché ontarien. L'intégration des droits pendant la période postérieure à la purge et antérieure au renversement inciterait moins les Raffineurs à enjoindre IPL d'entreprendre les travaux de construction plus tôt que nécessaire parce qu'ils n'assumeraient pas les coûts de la canalisation 9B jusqu'à ce que cet ordre soit donné. Selon IPL, cela permettrait de retarder le renversement dans certains cas.

IPL a soutenu que l'EAR était un contrat passé entre des parties indépendantes détenant un pouvoir de négociation égal. C'est une entente qui renferme des concessions mutuelles et assure le partage des risques et des avantages de la période de passage au renversement de la canalisation 9. IPL a accepté l'EAR, s'est appuyée sur celle-ci et l'a déposée devant l'Office parce qu'elle avait été conclue par les parties visées, dont l'ACPP, qui, selon IPL, représente les intérêts des producteurs.

Les Raffineurs ont soutenu que les producteurs de l'Ouest canadien ont déjà profité et continueront de profiter de l'EAR. Les droits établis aux termes de cette entente seraient de 3,195 \$/m³ (0,508 \$/b), comparativement à 2,26 \$/m³ (0,36 \$/b) selon la méthode des droits distincts, en présumant un débit de 38 160 m³/j (240 000 b/j). En outre, le mécanisme de partage des recettes permettrait au pétrole brut de l'Ouest canadien de concurrencer le pétrole d'outre-mer sur le marché ontarien pendant la période de transition parce qu'il atténuerait l'effet de prise obligatoire associé aux droits distincts. Toutefois, ce qui a motivé avant tout les Raffineurs à adhérer à l'EAR n'était pas la réduction

⁵⁸ Pour une description de ces ententes, voir le chapitre 2.

éventuelle des droits de l'ancien réseau, mais bien leur désir de faire accepter le renversement de la canalisation 9 par l'ACPP.

L'ACPP a indiqué également que les producteurs de l'Ouest canadien ont déjà tiré profit de l'EAR. Selon eux, ces avantages comprennent : évitement d'un renversement prématuré, adoption d'un mécanisme de déclenchement axé sur les conditions du marché, entente sur un niveau acceptable des droits, établissement de droits partiellement intégrés assortis d'une période transitoire de cinq ans donnant aux producteurs de l'Ouest canadien l'accès au marché ontarien, et partage des risques et des avantages et transition plus ordonnée pour accroître la concurrence.

Selon le MÉA et les Producteurs, il est clair qu'ils ne sont pas représentés par l'ACPP dans le dossier du renversement de la canalisation 9. Cependant, le MÉA et les Producteurs seraient liés par l'EAR sans avoir eu la possibilité de participer aux négociations. Si une transaction est vraiment axée sur les conditions du marché, elle doit être le fait de parties consentantes.

Le MÉA et les Producteurs ont souligné que l'un des avantages que prétendait l'ACPP était le report du renversement de la canalisation 9. Les dates ont été négociées pour refléter la disponibilité d'une capacité pipelinière de rechange, découlant de la construction du pipeline Express et de l'agrandissement du réseau d'IPL. L'EAR n'a pas empêché le renversement prématuré de la canalisation 9 parce que la capacité d'exportation supplémentaire d'IPL n'est pas en place. En outre, les volumes pouvant être acheminés par la canalisation 9 seront graduellement relevés, non pas en raison de l'EAR, mais bien à cause des restrictions de capacité sur le réseau Portland-Montréal.

L'un des autres avantages présumés de l'EAR soulignés par le MÉA et les Producteurs était la période transitoire de cinq ans qui permettrait au pétrole brut de l'Ouest canadien de concurrencer le pétrole étranger sur le marché ontarien. Malgré la fluctuation saisonnière prévue des prix, les Raffineurs ont indiqué qu'ils ne s'attendent pas à des fluctuations saisonnières de débit. En outre, il faudrait que le prix du MSW soit inférieur d'au moins 3,195 \$/m³ (0,508 \$/b) au prix débarqué du brut Brent pour remplacer celui-ci à Sarnia. Si les producteurs de l'Ouest canadien choisissaient d'absorber une baisse de prix pour desservir le marché ontarien, cela aurait des répercussions sur tout le brut non sulfuré léger de l'Ouest canadien.

8.5.2 Entente étayant les installations

IPL a indiqué que même si les volumes acheminés par la canalisation 9 proviennent du monde entier, la source d'approvisionnement dépendrait dans une large mesure d'un petit nombre d'expéditeurs dont seulement quatre ont décidé de signer l'EÉI. La côte du golfe du Mexique et l'Ouest canadien sont des sources d'approvisionnement de rechange qui concurrenceraient le pétrole de la canalisation 9. IPL a indiqué que même si la tendance à long terme peut s'avérer une baisse de la disponibilité du brut léger canadien, la situation actuelle est caractérisée par l'incertitude, ce qui préoccupe IPL et l'a amenée à exiger l'EÉI. Par conséquent, la compagnie ne serait pas disposée à procéder au renversement de la canalisation 9 sans le soutien de l'EÉI.

IPL a soutenu que l'EÉI était le fruit de négociations longues, complexes et laborieuses. Elle a demandé à l'Office de reconnaître ce fait et de tenir compte des concessions mutuelles que l'entente contient. Parce que cette entente est le fruit de négociations, l'Office devrait en examiner l'équilibre délicat inhérent.

Les Raffineurs ont reconnu que l'ÉEI n'était pas un règlement négocié sur les droits qui répond aux exigences des *Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs* de l'Office (1994), mais ils ont fait valoir que les composantes du besoin en recettes faisaient encore l'objet de négociations dans les deux camps. Si une compagnie pipelinière et ses expéditeurs peuvent s'entendre sur un besoin en recettes, cela devrait garantir à l'Office que les coûts sont appropriés.

Suncor a souligné que les Raffineurs prévoyaient des facteurs de charge élevés sur une canalisation 9 renversée, qu'ils auraient épargné de 17 à 20 millions \$ US si la canalisation avait été renversée en avril 1996, et que les Raffineurs eux-mêmes ont affirmé que le projet est une mesure défensive pour garder leurs coûts à un bas niveau. Par conséquent, Suncor a fait valoir que ces circonstances ont renforcé le pouvoir de négociation d'IPL et lui ont permis d'exiger la signature de l'ÉEI afin d'atténuer ses risques.

8.6 Base des taux

8.6.1 Transfert d'éléments d'actif de l'ancien réseau à la canalisation 9

IPL a proposé de transférer certains éléments de l'actif de l'ancien réseau à la canalisation 9. Il s'agit essentiellement de la canalisation latérale Clarkson, de la station de pompage et du terminal Clarkson, de la canalisation 7 entre Bronte Junction et le terminal Clarkson, et du pipeline situé entre North Westover et Westover. Elle a en outre proposé que ces éléments d'actif soient transférés à leur valeur comptable nette («VCN») de 8,7 millions \$, avec une fraction non amortie du coût en capital («FNACC») égale à leur VCN.

Pour justifier le transfert d'une FNACC égale à la VCN, IPL a fait valoir que lorsqu'une entité fiscale autonome fait l'acquisition d'un bien, elle obtient aussi normalement une FNACC égale à la valeur du bien acquis. Si l'on attribue aux éléments d'actif transférés une FNACC égale à la VCN, le transfert de ces éléments d'actif est traité dans les deux réseaux comme une transaction entre entreprises indépendantes.

Selon le MÉA et les Producteurs, aux fins de l'établissement de droits distincts et globaux, il faudrait déterminer la juste valeur marchande («JVM») des éléments d'actif transférés, et ces derniers devraient être inclus dans la base des taux à cette valeur. Dans ces circonstances, il serait pertinent que la FNACC soit égale au produit payé, exception faite des droits fonciers qui peuvent avoir un traitement fiscal différent. Si la JVM ne peut être établie, la FNACC transférée devrait être réduite de 3,7 millions \$ pour s'établir à 5,2 millions \$. Cette somme de 5,2 millions \$ représente la FNACC pour les éléments d'actif de l'ancien réseau transférés au projet de renversement de la canalisation 9, calculée comme étant un montant qui est proportionnellement égal au rapport entre la VCN des éléments d'actif transférés et la VCN de la totalité de l'actif de l'ancien réseau au 31 décembre 1997.

Le MÉA et les Producteurs ont déposé des barèmes en présumant que les éléments d'actif avaient une JVM de 11,952 millions \$, et ils ont augmenté la FNACC en fonction de ce montant. Au montant de 8,952 millions \$ proposé par IPL pour la VCN des éléments d'actif, le MÉA et les Producteurs ont ajouté une somme de 3,0 millions \$ pour refléter la différence entre la VCN des éléments de l'actif de l'ancien réseau transférés à la canalisation 9, et leur JVM. En outre, des frais de 0,333 million \$ pour les droits fonciers initiaux applicables à la canalisation 9 ont été ajoutés pour une JVM de 11,982 millions \$ qui, selon le MÉA et les Producteurs, représente une approximation raisonnable de

la JVM à des fins d'illustration. Le MÉA et les Producteurs ont soutenu que ce montant est probablement inférieur au coût de remplacement de la canalisation 9 et représente encore un avantage pour les expéditeurs de cette canalisation.

Dans la preuve connexe, IPL a fait valoir que la JVM est normalement calculée comme étant le prix de transaction entre des parties indépendantes mais que, dans la situation présente, il n'y a pas eu de transaction pour déterminer la juste valeur marchande des biens. IPL a souligné que si le projet de renversement de la canalisation 9 devait être réalisé sans avoir recours aux éléments d'actif transférés, ceux-ci seraient laissés inutilisés. De l'avis d'IPL, la VCN est une valeur de transfert raisonnable qui est équitable à la fois pour les expéditeurs de la canalisation 9 renversée et pour les expéditeurs de l'ancien réseau. En outre, ce traitement est conforme à celui des éléments d'actif qui ont été transférés à la canalisation 8. Le transfert des biens à leur VCN dégage l'ancien réseau du fardeau que ces biens représenteraient s'ils n'étaient pas en service et, en même temps, il fournit des installations utiles pour les expéditeurs de la canalisation 9 renversée et ce, à un prix vraisemblablement inférieur au coût de remplacement.

8.6.2 Impôt reporté débiteur

Dans les Motifs de décision RH-2-91, l'Office a conclu que la provision pour l'impôt sur le revenu à inclure dans les droits d'IPL devrait être calculée selon la méthode de l'impôt exigible. L'Office a également indiqué qu'il n'était pas nécessaire à ce moment-là de rajuster le solde de l'impôt reporté cumulé figurant dans les livres d'IPL. Depuis le 1^{er} janvier 1992, la structure financière du prolongement de Montréal comprend un solde débiteur de 9,852 \$ millions au titre de l'impôt reporté.

Dans la demande à l'étude, IPL a proposé un rajustement irrégulier spécial au point de départ de l'ancien réseau en vertu du RDI pour permettre la déduction de ce solde débiteur du solde créditeur de l'impôt reporté qui vise actuellement l'ancien réseau.

IPL a expliqué que le transfert de l'impôt reporté débiteur à l'ancien réseau réduira, en effet, l'impôt reporté créditeur de l'ancien réseau. Cet impôt reporté créditeur abaisse la base des taux de l'ancien réseau depuis 1992. S'il était transféré, le solde débiteur aurait pour effet d'accroître les investissements d'IPL dans l'ancien réseau.

L'impôt reporté débiteur représente un montant d'impôts payé par IPL en sus de la charge fiscale recouvrée dans les droits pendant la période où la charge fiscale de la compagnie était calculée selon la méthode de report. Cet excédent s'est accumulé jusqu'en 1992, après quoi la charge fiscale d'IPL aux fins de l'établissement des droits a dû être calculée selon la méthode de l'impôt exigible. IPL a donc soutenu qu'il a gagné des intérêts sur la dette applicable à ce solde débiteur, mais pas sur le solde lui-même.

IPL a également fait valoir qu'au cours de la période où le solde débiteur de l'impôt reporté s'est accumulé, le prolongement de Montréal a été intégré à l'ancien réseau et a été utilisé par les expéditeurs de celui-ci sauf pendant une courte période en 1991 et 1992. Si, pendant cette période, la méthode de l'impôt exigible avait été appliquée, les expéditeurs de l'ancien réseau auraient payé des impôts plus élevés relativement au prolongement de Montréal. La charge fiscale supérieure en vertu de la méthode de l'impôt exigible aurait été égale au solde débiteur de l'impôt reporté. Par conséquent, le transfert de l'impôt reporté débiteur à l'ancien réseau ne fait que placer le fardeau au bon endroit et ne constitue pas un interfinancement.

Selon le MÉA et les Producteurs, l'impôt reporté débiteur est relié à l'actif de la canalisation 9 et devrait être inclus dans la base des taux de cette canalisation. En outre, ces intervenants ont déclaré que dans quelques-unes des projections préliminaires des droits établies par IPL, ce montant reflétait un amortissement de l'impôt reporté débiteur sur 30 ans. Cependant, il pourrait être opportun d'amortir ce passif sur une période plus courte.

D'après le MÉA et les Producteurs, le recouvrement de l'amortissement de l'impôt reporté débiteur accroîtrait la charge fiscale de la canalisation 9 renversée indépendante, toutes choses étant égales par ailleurs. Il en résulterait une FNACC plus élevée, ce qui serait un traitement distinct approprié.

8.6.3 Coûts postérieurs à la purge et antérieurs au renversement

IPL exige actuellement des droits provisoires en vigueur depuis le 1^{er} janvier 1997. Ces droits comprennent les rajustements proposés dans la présente demande relativement à la canalisation 9B.

IPL a demandé l'autorisation de percevoir des droits intégrés sur l'ensemble de son réseau, y compris l'ancien réseau et la canalisation 9, jusqu'au renversement. Elle a proposé que pendant la période post-purge et pré-renversement, le besoin en recettes nettes de la compagnie pour la canalisation 9 soit recouvert dans les droits payés par les expéditeurs de l'ancien réseau. Pour obtenir ce résultat pendant cette période, la canalisation 9A serait considérée comme faisant partie de l'ancien réseau car elle sera encore utilisée pour le service ouest-est jusqu'au renversement. IPL a demandé que la canalisation 9B soit également considérée comme faisant partie intégrante de l'ancien réseau même si elle est actuellement nettoyée avec de l'azote.

Le MÉA et les Producteurs ont soutenu que les coûts engagés après la purge et avant le renversement relativement à la canalisation 9B ne devraient pas être assumés par les expéditeurs de l'ancien réseau car ces coûts sont liés à la canalisation 9 renversée et ne procurent aucun avantage aux expéditeurs de l'ancien réseau. La canalisation 9B ne sera pas en service tant qu'on n'aura pas fourni du stock en canalisation d'une valeur de 20 millions \$. En outre, le MÉA et les Producteurs ont fait valoir que l'inclusion de ces coûts dans la base des taux de la canalisation 9 serait conforme à la décision RH-2-91. L'inclusion de ces coûts dans le besoin en recettes de l'ancien réseau serait contraire au principe des droits distincts et maintiendrait l'interfinancement des expéditeurs de la canalisation 9 renversée par les expéditeurs de l'ancien réseau. Il a plutôt été recommandé que les coûts engagés en 1997 et 1998 après la purge et avant le renversement, soit 11,145 millions \$, soient amortis sur une période de dix ans.

IPL a affirmé que peu d'éléments de preuve montrent que l'intégration des droits n'est pas indiquée pour la période postérieure à la purge et antérieure au renversement. Elle a souligné que même si dans les Motifs de décision RH-2-91, l'Office a décidé que lorsque le prolongement de Montréal n'est pas en service, les droits perçus doivent être distincts, il a également déclaré que, par souci d'équité, il fallait que le gouvernement du Canada assume tous les coûts liés au prolongement de Montréal quand il n'y a pas de livraison. IPL a indiqué que diverses circonstances ont changé depuis la décision RH-2-91 et que les nouvelles circonstances justifient l'intégration des droits de la canalisation 9B après la purge et avant le renversement. L'inclusion de ces montants dans la base des taux de la canalisation 9 constituerait une réévaluation rétroactive de la base des taux.

8.6.4 Montant du déficit de la canalisation 9

Le gouvernement du Canada a renoncé à son droit à l'égard des installations de la canalisation 9 en contrepartie de l'annulation des paiements de couverture de déficit non effectués et d'un paiement en espèces, pour un total de 10,3 millions \$, et de la prise en charge par IPL de toutes les obligations éventuelles, y compris celles liées aux pertes de récoltes (selon les données historiques). Dans l'EAR, les Raffineurs ont accepté de rembourser IPL pour le déficit de 10 millions \$.

IPL a proposé que le déficit de la canalisation 9 soit amorti sur dix ans, à un taux de financement égal aux trois-quarts du taux d'acceptation bancaire. IPL a indiqué que le taux d'acceptation bancaire est de 3,25 % aux fins de la présente demande.

Le MÉA et les Producteurs ont souligné que le déficit de la canalisation 9 permettrait à IPL d'avoir un taux inférieur de 660 à 680 points de base, sans égard à l'impôt, à celui qu'elle aurait si le montant était inclus dans la base des taux. Ils ont soutenu qu'il est improbable que la compagnie puisse emprunter à trois-quarts du taux d'acceptation bancaire, et encore moins financer le déficit de la canalisation 9 uniquement avec la dette. En outre, le montant du déficit de la canalisation 9 devrait être accru pour refléter le montant réel de 10,3 millions \$. Le MÉA et les Producteurs ont également proposé que les frais financiers soient calculés conformément à la pratique actuelle de l'Office, soit à un taux équivalent au rendement de la base des taux.

Le MÉA et les Producteurs ont recommandé que le montant du déficit de la canalisation 9 soit inclus dans la base des taux et amorti sur une période de dix ans afin de réduire le risque de récupération du capital d'IPL et de tenir compte de la période d'amortissement proposée par IPL et les Raffineurs dans l'EÉI.

IPL a soutenu que les seules différences dans les répercussions sur le besoin en recettes annuelles de la canalisation 9 entre la position du MÉA et des Producteurs et la proposition d'IPL est le taux de financement et la valeur du déficit de la canalisation 9, qui ont tous deux fait l'objet de négociations et reflètent donc les forces du marché. Tout écart entre ces montants et les coûts réels engagés par IPL sera assumé par les actionnaires de la compagnie. En outre, IPL a soutenu qu'elle ne juge pas opportun d'accroître le besoin en recettes annuelles de la manière artificielle et arbitraire proposée par le MÉA et les Producteurs. IPL ne s'opposerait pas à l'inclusion d'un déficit amorti dans la base des taux de la canalisation 9 renversée si un montant équivalent était inclus dans la structure financière de cette canalisation et si le déficit non amorti figurant dans la structure financière était affecté à un taux du coût correspondant au taux négocié indiqué dans l'EÉI.

Selon IPL, le montant du déficit a été inclus dans la base des taux car il fait partie des coûts d'acquisition convenus à inclure dans le besoin en recettes.

8.6.5 Frais financiers applicables aux installations préalables

L'EAR indique que la moitié des frais financiers applicables aux installations préalables serait recouvrée dans les droits de l'ancien réseau et l'autre moitié serait assumée par les Raffineurs.

Le MÉA et les Producteurs ont soutenu qu'IPL n'avait pas expliqué adéquatement pourquoi le taux de financement n'était pas le taux habituel de rendement de la base des taux. IPL n'a donné aucune

explication suffisante qui permettrait à l'Office d'évaluer le caractère juste et raisonnable de l'inclusion de cet article dans le besoin en recettes de l'ancien réseau.

Selon le MÉA et les Producteurs, la base des taux de la canalisation 9 devrait inclure des frais financiers calculés en appliquant le taux de rendement de la base des taux de la canalisation 9, qui est estimé à 9,2 % pour la première année, aux coûts prévus de construction préalable de 30 millions \$ pour une année complète, au lieu du coût de la dette de 3,75 % pour six mois comme le proposait IPL. Ces intervenants jugeaient que la somme de 30 millions \$ était représentative du coût moyen approximatif des installations en construction au cours de l'année précédant le début des opérations sur la canalisation 9 renversée. Le MÉA et les Producteurs ont proposé que la base des taux de la canalisation 9 soit accrue de 2,198 millions \$ et que le montant soit amorti sur dix ans.

8.6.6 Affectation de réservoirs

Comme nous l'avons analysé à la section 3.2.1.1, IPL a proposé que trois des 17 réservoirs en place au terminal Sarnia soient affectés au projet de renversement de la canalisation 9. Le MÉA et les Producteurs ont demandé à IPL comment elle avait choisi les réservoirs qui seraient transférés de l'ancien réseau. IPL a répondu qu'elle avait tenu compte de facteurs tels que la capacité des réservoirs, les résidus de stockage existants et la disposition de la tuyauterie.

En ce qui a trait à la capacité des réservoirs, IPL a affirmé qu'elle avait calculé les volumes de service requis pour les trois différents genres de pétrole brut étranger arrivant à Sarnia. Par la suite, IPL a proposé que trois réservoirs ayant des capacités nominales précises, deux réservoirs de 31 800 m³ (200 000 b) et un réservoir de 62 000 m³ (390 000 b), soient affectés au service de la canalisation 9. Sans égard à cette affectation, IPL a souligné qu'il y a plusieurs réservoirs ayant une capacité semblable à Sarnia et que, dépendamment des réservoirs en service au moment voulu, il peut s'avérer plus indiqué de choisir un réservoir plutôt qu'un autre.

Quand on lui a demandé si elle avait tenu compte du niveau de dépréciation des réservoirs, IPL a répondu que sa décision était fondée sur ce qui a été le plus sensé sur le plan opérationnel et qu'elle n'avait pas tenu compte des facteurs financiers.

IPL a indiqué l'affectation des réservoirs au terminal Sarnia après la purge et avant le renversement ainsi que la valeur comptable amortie de chaque réservoir. Les trois réservoirs désignés pour le service de la canalisation 9 (maintenant définis comme étant trois réservoirs de 31 800 m³ (200 000 b)) sont les seuls réservoirs du terminal Sarnia qui soient complètement amortis. Le MÉA et les Producteurs ont fait valoir que même si IPL utilisera au besoin tous les réservoirs de Sarnia à des fins d'efficacité opérationnelle, seuls les trois réservoirs entièrement amortis ont été inclus dans la base des taux de la canalisation 9.

8.7 Coût du capital

8.7.1 Structure financière

IPL a demandé à l'Office d'autoriser la structure financière suivante :

- An 1 - 40,00 % de capital-actions et 60 % de dette;
- An 2 - 41,25 % de capital-actions et 58,75 % de dette;

- An 3 - 42,50 % de capital-actions et 57,50 % de dette;
- An 4 - 43,75 % de capital-actions et 56,25 % de dette;
- An 5 - 45,00 % de capital-actions et 55,0 % de dette, et
- années subséquentes, selon le ratio établi par l'Office.

IPL a fait valoir qu'une composante «capital-actions» de 40 à 45 % n'est pas considérable par rapport aux ratios des pipelines de pétrole brut et de produits et aux ratios d'endettement repères et si l'on tient compte des risques, des aspects uniques du pipeline et des diverses ententes entre IPL, les Raffineurs, Sunoco et l'ACPP. IPL a souligné que dans la Décision visant plusieurs pipelines⁵⁹, l'Office a jugé qu'un ratio du capital-actions ordinaire de 45 % était approprié pour Trans Mountain. En outre, le règlement sur les droits incitatifs de Pipelines Trans-Nord Inc. que l'Office a approuvé récemment prévoyait l'utilisation de sa structure financière réelle se situant entre 50 et 55 %. De plus, le ratio d'endettement de référence pour un gazoduc coté A est de 50 à 60 %, et le ratio du capital-action complémentaire est de 40 à 50 %. IPL a conclu qu'à la lumière de l'analyse des risques commerciaux fondamentaux, une canalisation 9 renversée mérite un ratio du capital-actions ordinaire se situant entre 45 et 50 %.

Au lieu de l'échelle mobile mise de l'avant par IPL, le MÉA et les Producteurs ont proposé que la base des taux soit financée par un ratio fixe de 55 % de dette et de 45 % de capital-actions. Le MÉA et les Producteurs ont affirmé que le taux de capital-actions de 45 % est un taux prudent. Si la composante «capital-actions» de la canalisation 9 est trop faible, celle de l'ancien réseau est trop élevée. En outre, un ratio du capital-actions qui est trop bas par rapport aux risques commerciaux et financiers de la canalisation 9 sur une base indépendante donne lieu à un interfinancement. On ne sait pas clairement si la subvention provient de l'ancien réseau. Cependant, en raison de la nature du RDI, même si les expéditeurs de l'ancien réseau ne paient peut-être pas le montant directement, leurs part des économies de coûts peut être touchée.

8.7.2 Coût de la dette

IPL a demandé que le coût de la dette soit établi à un taux d'intérêt annuel égal à la somme des éléments suivants :

- rendement repère des obligations d'épargne du Canada, tel qu'il est défini dans l'EÉI;
- écart applicable aux services publics de référence, tel qu'il est défini dans l'EÉI, et
- 0,65 % par année.

IPL a affirmé que le 0,65 % par année comprend la différence entre le risque distinct de la canalisation 9 et le risque global d'IPL, une provision pour la prime de liquidité qu'un petit émetteur devrait assumer, et une provision pour les frais d'émission.

8.7.3 Rendement du capital-actions ordinaire

IPL a proposé que le rendement du capital-actions ordinaire de la canalisation 9 soit le taux général de rendement pour un pipeline repère approuvé par l'Office pour tous les pipelines de pétrole brut, rajusté chaque année conformément à la formule approuvée par l'Office dans la Décision visant plusieurs

⁵⁹ Audience sur le coût du capital de plusieurs pipelines, Motifs de décision RH-2-94 datés de mars 1995 («Décision visant plusieurs pipelines»).

pipelines. Dans cette décision, l'Office a déterminé que la meilleure façon de tenir compte des écarts entre les pipelines est de rajuster les ratios du capital-actions ordinaire au lieu de rajuster, pour chaque pipeline, le taux de rendement du capital-actions ordinaire du pipeline repère.

IPL a fait valoir qu'elle avait démontré le caractère raisonnable de la plage demandée de ratios du capital-actions ordinaire à la lumière des risques auxquels une canalisation 9 renversée serait exposée, des caractéristiques uniques de l'EÉI et de l'exclusion du déficit de la base des taux. Par conséquent, IPL a conclu que le taux de rendement du pipeline repère qui a été établi dans la Décision visant plusieurs pipelines était théoriquement acceptable pour la composante «capital-actions ordinaire» de la structure financière de la canalisation 9 renversée.

8.8 Dépréciation

IPL a proposé que les frais de dépréciation et d'amortissement soient calculés annuellement à l'aide de la méthode et des taux de l'ancien réseau. IPL a fait état des grands travaux de maintenance qu'elle effectue sur son réseau, y compris la canalisation 9, des fuites antérieures qui se sont produites sur celle-ci, ainsi que des résultats des essais hydrostatiques récents qui ne font état d'aucune fuite et qui laissent croire à une longue durée physique de la canalisation 9. IPL a souligné que les taux de dépréciation de la compagnie, qui constituent le fondement des taux de dépréciation de la canalisation 9, ont été établis dans le cadre d'une étude de dépréciation où les durées matérielles des éléments d'actif qui s'étendaient au-delà de 2017 ont été tronquées en fonction de la durée économique. Par conséquent, la prévision de vie de 35 ans du pipeline a été calculée à partir de la vie économique et non de la durée matérielle.

Le taux moyen de dépréciation de 2,86 % utilisé aux fins de l'établissement des droits est établi en fonction d'une vie moyenne de 35 ans dans les mémoires du MÉA et des Producteurs. Selon ces derniers, les nouveaux éléments d'actif de la canalisation 9 ne seront probablement pas utilisés et utiles pour la prestation du service sur la canalisation 9 après la vie utile de la majorité des éléments d'actif initiaux de la canalisation 9, à moins qu'un nouveau pipeline ne soit construit. Étant donné que la canalisation 9 a environ 20 ans, sa dépréciation devrait être rajustée en fonction d'une vie totale de 35 ans dont 20 ans se sont déjà écoulés. Par conséquent, la dépréciation devrait être basée sur une période d'environ 15 ans, soit la vie restante moyenne des éléments d'actif de la canalisation 9.

Le MÉA et les Producteurs ont souligné que si la vie utile de la canalisation 9 dépasse 35 ans, les frais de dépréciation, dont une partie a été couverte par les clients actuels de l'ancien réseau, ont donc été surestimés. Le MÉA et les Producteurs ont également souligné que si tel était le cas, l'interfinancement résultant de l'intégration des droits aurait été inférieur à 131,8 millions \$, mais les paiements de couverture de déficit auraient été supérieurs. En comparaison, l'ancien réseau présentant moins de risques est déprécié sur une période de 17 à 32 ans. Selon le MÉA et les Producteurs, l'un de ces taux serait, semble-t-il, erroné.

8.9 Droits

8.9.1 Post-purge, pré-renversement

Exception faite de la canalisation 8, IPL a demandé l'autorisation de percevoir encore des droits intégrés sur l'ensemble de son réseau, y compris l'ancien réseau et la canalisation 9, jusqu'au renversement.

8.9.2 Période principale (post-renversement)

IPL a demandé que pour la période principale, les droits applicables à la canalisation 9 soient calculés d'une manière distincte et soient intégrés à ceux de l'ancien réseau dans une certaine mesure. Pendant cette période, les avantages et les risques du renversement seraient partagés entre les expéditeurs de l'ancien réseau et les expéditeurs qui se sont engagés à utiliser la canalisation 9, tandis qu'IPL assumerait tous les coûts liés à la canalisation 9.

IPL a proposé que pour chaque chacune des cinq premières années suivant le renversement, elle perçoive des droits provisoires sur la canalisation 9 de la façon indiquée au tableau 8.1.

Tableau 8-1
Droits provisoires

<u>Destination</u>	Canalisation 9 Droit provisoire proposé⁶⁰		Ancien réseau Droit intégré⁶¹		Droit provisoire total⁶²	
	<u>le m³</u> (\$)	<u>le b</u> (¢)	<u>le m³</u> (\$)	<u>le b</u> (¢)	<u>le m³</u> (\$)	<u>le b</u> (¢)
Sarnia	2,855	45,4	0,340	5,4	3,195	50,8
Nanticoke	2,195	34,9	0,572	9,1	2,767	44,0
Oakville	2,183	34,7	0,352	5,6	2,535	40,3

À la fin de chacune des cinq années suivant le renversement, des rajustements seraient faits pour mettre en application les modalités de partage des risques et parvenir à des droits définitifs.⁶³

⁶⁰ Droits calculés pour les frais de transport et de terminal des volumes acheminés par la canalisation 9 renversée à l'aide de l'actif de la canalisation 9.

⁶¹ Droits calculés pour les frais de transport et de terminal des volumes acheminés par la canalisation 9 renversée à l'aide de l'actif de l'ancien réseau.

⁶² Somme du droit intégré de l'ancien réseau et du droit provisoire de la canalisation 9.

⁶³ Voir la section 2.5 des présents motifs de décision et l'annexe F de l'EÉI.

En vertu de la proposition d'IPL, les rajustements des droits de l'ancien réseau seraient appliqués au besoin en recettes d'IPL au cours de l'année suivante, au moyen du mécanisme de rajustement irrégulier prévu au RDI.

En vertu de la proposition, le droit provisoire serait le droit définitif pour les expéditeurs du service interruptible.

IPL a déclaré que le droit provisoire était le fruit de négociations indépendantes entre des parties bien rompues aux affaires, qui représentent la quasi-totalité des expéditeurs de l'ancien réseau et de la canalisation 9. Elle a souligné que le droit provisoire de 3,195 \$/m³ (0,508 \$/b) se rapproche beaucoup du droit intégré pour le transport de Montréal à Sarnia, soit 3,233 \$/m³ (0,514 \$/b). Comme le droit provisoire est fixé pour la période principale, les expéditeurs du service interruptible sont protégés contre les majorations tarifaires découlant des déficits de volumes et des hausses de coûts. Par contre, ces expéditeurs ne participeront pas aux égalisations de fin d'année qui pourraient faire en sorte que les droits définitifs pour les expéditeurs contractuels soient inférieurs aux droits provisoires.

Le MÉA et les Producteurs ont indiqué que les droits proposés ne concordent pas avec les droits distincts fondés sur les coûts et entraînent un interfinancement entre les expéditeurs de l'ancien réseau et les expéditeurs de la canalisation 9 renversée. Ils ont fait valoir que de 1988 à 1996, le prolongement de Montréal a été financé par l'ancien réseau dans une proportion de 69,6 % du besoin total en recettes.

Selon le MÉA et les Producteurs, le fait d'exclure certains éléments de la base des taux de la canalisation 9 et d'obliger les expéditeurs de l'ancien réseau à assurer le soutien financier de la canalisation 9 renversée constituent le maintien de cette subvention. La VAN de cette subvention à 10 % est de 33,2 millions \$ pour les cinq premières années, selon la différence entre le besoin en recettes présenté par Purvin & Gertz et le besoin en recettes déposé par IPL. Le MÉA et les Producteurs ont souligné que la première année, les droits ne permettent pas un recouvrement complet du besoin en recettes étant donné qu'il y a une incidence sur le droit de l'ancien réseau. Les années subséquentes, l'incidence éventuelle, basée sur les droits provisoires, dépend des volumes expédiés sur la canalisation 9 renversée.

En vertu de l'EÉI et de l'EAR, les expéditeurs de l'ancien réseau assumeraient les coûts qui, selon le MÉA et les Producteurs, devraient avoir été inclus dans le besoin en recettes de la canalisation 9. Il peut y avoir des raisons, économiques et politiques, pour lesquelles les producteurs de l'Ouest canadien (dont bon nombre sont des expéditeurs de l'ancien réseau) ont accepté de subventionner la canalisation 9 par le passé afin d'avoir accès au marché de Montréal et aux marchés à l'exportation. Cependant, avec le renversement de la canalisation 9 et un bassin d'approvisionnement différent utilisant la canalisation, il n'y a aucune raison pour laquelle ils devraient continuer de verser une subvention pour l'exploitation de la canalisation 9 renversée. Un concurrent ne devrait pas être tenu de subventionner sa concurrence. Même si la VAN de la subvention, soit environ 33,2 millions \$, peut sembler faible comparativement aux subventions antérieures, elle indique que la présente demande donne lieu à des droits qui ne sont ni distincts ni fondés sur les coûts. En outre, les risques des expéditeurs de la canalisation 9 sont réduits au détriment des expéditeurs de l'ancien réseau.

8.9.3 Prolongation (post-renversement)

IPL a proposé que pendant la prolongation, des droits distincts soient perçus sur la canalisation 9.

8.10 Rajustements irréguliers des droits de l'ancien réseau

8.10.1 Post-purge, pré-renversement

Rajustements si les droits applicables au prolongement de Montréal ne sont pas intégrés

Actuellement, le DRI prévoit une diminution de 10,099 millions \$ du besoin en recettes de l'ancien réseau si les droits applicables à la totalité ou à une partie du prolongement de Montréal cessent d'être intégrés, dans lequel cas IPL doit recouvrer les coûts à part. Dans le cadre du projet de renversement de la canalisation 9, IPL, l'ACPP et les Raffineurs ont convenu que le besoin en recettes nettes serait calculé de manière à appliquer la réduction prévue au DRI et à la remplacer par les coûts réels engagés par IPL relativement à la canalisation 9B. Selon les estimations actuelles, ces coûts s'élèvent à 7,43 millions \$ pour 1997. Il s'ensuit qu'après la purge et avant le renversement, les coûts réels liés à la canalisation 9B seront payés par les expéditeurs de l'ancien réseau par le biais des droits intégrés.

Le MÉA et les Producteurs se sont opposés à ce traitement des coûts de la canalisation 9B pour les raisons énoncées à la section 8.6.3.

Effet du transfert à l'ancien réseau de l'impôt reporté débiteur du prolongement de Montréal

Comme nous l'avons indiqué à la section 8.6.2, IPL a proposé un rajustement irrégulier spécial (hausse de 0,918 million \$ au point de départ de l'ancien réseau) pour permettre la déduction de ce solde débiteur du solde créditeur de l'impôt reporté actuellement imputé à l'ancien réseau.

Le MÉA et les Producteurs étaient en désaccord avec ce traitement et ont proposé que le montant soit inclus dans la base des taux de la canalisation 9 et amorti dans le coût du service sur une période de 15 ans.

8.10.2 Période principale

Changement dans le service

Au moment du renversement, la canalisation 9A ne servirait plus au service ouest-est mais au service est-ouest. Ce changement entraînerait une diminution de 3,772 millions \$ du besoin en recettes de l'ancien réseau si le renversement a lieu en 1998. IPL a proposé que les coûts réels engagés par IPL relativement à la canalisation 9 soient subséquemment inclus dans le besoin en recettes distinctes de la canalisation 9 renversée.

Partage des risques et des avantages sur la canalisation 9

Pour la période principale, IPL a proposé que les droits de la canalisation 9 soient calculés d'une manière distincte et qu'ils soient intégrés dans une certaine mesure à ceux de l'ancien réseau conformément aux modalités de l'EÉI. Les rajustements des droits de l'ancien réseau seraient appliqués au besoin en recettes d'IPL l'année suivante, au moyen du mécanisme de rajustement

irrégulier prévu au DRI. L'EÉI ferait en sorte que le besoin en recettes augmenterait ou diminuerait en fonction du volume, mais IPL a affirmé qu'à un volume annuel de 38 160 m³/j (240 000 b/j), elle estime que le besoin en recettes de l'ancien réseau serait réduit de 7,5 millions \$.

Le MÉA et les Producteurs se sont opposés à cette proposition d'IPL pour les raisons résumées à la section 8.9.

Frais financiers applicables aux installations préalables

IPL a demandé l'approbation d'un rajustement irrégulier unique au cours de la période principale pour tenir compte de la disposition de l'EAR concernant les frais financiers applicables aux installations préalables. IPL n'a pas estimé le montant.

Le MÉA et les Producteurs se sont opposés à cette mesure, car ils proposent que ces coûts soient inclus dans la base des taux de la canalisation 9 de la façon indiquée à la section 8.6.5.

Transfert de la canalisation 9B au service de renversement

Comme nous l'avons expliqué à la section 8.6.3, les coûts réels liés à la canalisation 9B après la purge et avant le renversement seraient payés par les expéditeurs de l'ancien réseau par le biais de droits intégrés.

Une fois la canalisation 9 renversée, le coût réel d'exploitation de la canalisation 9B, soit 7,4 millions \$, ne serait plus inclus dans le besoin en recettes de l'ancien réseau mais bien dans celui de la canalisation 9. Par conséquent, un rajustement irrégulier s'imposerait pour réduire le besoin en recettes de l'ancien réseau.

Opinion de l'Office

En vertu des *Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs* de l'Office, datées du 23 août 1994, toutes les parties ayant un intérêt dans le transport, les droits et les tarifs d'une compagnie pipelinière devraient avoir la juste possibilité de participer et de faire en sorte que leurs intérêts soient reconnus et pris en compte. Dans le cas à l'étude, certaines personnes intéressées n'ont pas participé aux négociations qui ont mené aux ententes. Certaines de ces parties, qui seraient directement touchées par la mise en oeuvre de l'EAR et de l'EÉI, se sont opposées fortement à ces ententes négociées. Par conséquent, les ententes déposées devant l'Office dans le cadre de la présente instance ne peuvent pas être considérées comme étant des règlements négociés au sens des Directives de l'Office.

Pour rendre la présente décision, il serait donc inopportun d'accepter ou de rejeter l'EAR ou l'EÉI seulement parce que ces ententes sont le résultat de négociations. L'Office est d'avis que pour bien exercer sa compétence aux termes de la partie IV de la Loi, il doit examiner les éléments particuliers des ententes pour déterminer si chacune est acceptable et pertinente.

L'Office a examiné individuellement tous les éléments analysés dans le présent chapitre et est persuadé que, prises collectivement, les propositions d'IPL sont raisonnables.

Même s'il a examiné chaque élément des ententes, l'Office a également tenu compte du fait que ces éléments ont été négociés comme un tout et représentent donc un compromis entre les buts conflictuels d'intérêts représentatifs importants. L'Office hésite à modifier des éléments individuels en l'absence de preuve probante que l'entente, prise dans son ensemble, mènerait à des résultats contraires à la Loi. En outre, l'Office reconnaît que ces ententes ont procuré des avantages à toutes les parties : IPL a reçu la sécurité financière de la garantie tandis que les Raffineurs ont obtenu le partage des risques avec l'ancien réseau, et les producteurs de l'Ouest canadien, le report du renversement de la canalisation 9 et, sous certaines conditions, une baisse des droits de l'ancien réseau.

Il incombe à IPL et aux Raffineurs de déterminer si la décision de l'Office au sujet de la priorité d'accès touche les autres modalités de l'EAR et de l'EAI.

Chapitre 9

Réinversion

9.1 Installations

Tel qu'indiqué au chapitre 3, IPL propose de mettre en place pour quelque 500 000 \$ d'installations pour permettre la réinversion de la canalisation 9. La canalisation 9 réinversée aurait une capacité de livraison de 35 700 m³/j (224 600 b/j).

IPL a soutenu que la capacité de la canalisation réinversée permettrait d'alimenter rapidement les raffineries de Montréal advenant une perturbation de l'approvisionnement sur le réseau Portland-Montréal. Cependant, IPL n'était pas en mesure de prévoir tous les événements ou circonstances qui dicteraient la réinversion de la canalisation 9. À titre d'exemple, la réinversion pourrait être indiquée si les volumes de pétrole brut d'outre-mer expédiés par la canalisation 9 chutaient à moins de 8 750 m³/j (55 000 b/j). Ce volume correspond au déficit de capacité, par rapport à la demande totale prévue de pétrole brut dans le centre de l'Ontario et à Warren, en l'absence de tout volume livré par la canalisation 9.

Selon l'Ontario, la canalisation 9 pourrait être réinversée si le prix du brut d'outre-mer venait à dépasser celui du brut de l'Ouest canadien pendant une période prolongée ou si les approvisionnements vers Montréal étaient matériellement perturbés. L'Ontario a souligné qu'en cas d'urgence véritable, les raffineries de Montréal pourraient être approvisionnées plus rapidement si la canalisation 9B était remplie, plutôt que dans son état actuel.

Le Québec a déclaré qu'étant donné que la canalisation 9 avait été conçue à l'origine pour desservir la province, il ne serait que juste et équitable qu'elle soit réinversée, si l'évolution du marché rendait de nouveau le pétrole brut de l'Ouest économiquement attrayant. Le Québec a recommandé que l'Office ordonne aux Raffineurs et à l'ACPP de déposer, aux fins d'approbation, une entente prévoyant un mécanisme d'enclenchement de la réinversion, semblable à celui que définit l'EAR. Pareille entente énoncerait les conditions précises du marché qui déclencheraient la réinversion.

IPL estimait que la réinversion, en situation normale, pourrait être réalisée en six semaines. Le Québec a exprimé l'inquiétude qu'un délai de six semaines serait trop long pour assurer la continuité des approvisionnements à Montréal, en cas de perturbation du service sur le réseau Portland-Montréal. Les six semaines qu'il faudrait pour exécuter la réinversion tiennent compte des changements à la tuyauterie à effectuer dans les diverses stations, ainsi que de la refonte du système informatisé de détection de fuites pour l'adapter à l'écoulement réinversé. Toutefois, cet échéancier repose sur la prémisse que la réinversion surviendrait dans des conditions normales. Dans le cas d'une urgence du type mentionné par le Québec, IPL pourrait réinverser la canalisation 9 dans un délai de deux semaines, pourvu qu'elle dispose de ressources adéquates et qu'elle y travaille 24 h sur 24. IPL ne pensait pas qu'il serait nécessaire de déposer une demande aux termes de l'article 58 de la Loi.

Outre les délais, le Québec se disait préoccupé au sujet des mécanismes administratifs de la réinversion. En ce qui a trait à la réinversion, l'entente éayant les installations (EÉI) ne traite que des mécanismes de compensation. Or, le Québec juge qu'il y aurait lieu de définir clairement, à l'avance,

les procédures réglementaires, opérationnelles et administratives qui présideraient à la réinversion, de sorte qu'elles puissent être mises en oeuvre rapidement en cas d'urgence.

Le Québec a prié l'Office d'exiger qu'IPL mette en place les installations nécessaires pour que la canalisation réinversée puisse livrer au mois 40 000 m³/j (250 000 b/j), étant donné que les raffineurs de Montréal pourraient nécessiter une telle capacité pour faire face à la hausse prévue de la demande.

IPL trouvait que les conditions que proposait le Québec étaient déraisonnables et dépourvues de preuves, et qu'il convenait donc de les écarter.

Opinion de l'Office

L'Office estime qu'il est peu probable que la réinversion de la canalisation soit requise en temps normal. Toutefois, il est convaincu qu'IPL, en cas de crise, serait à même de répondre rapidement aux besoins des raffineurs de Montréal. En outre, le fait d'avoir la canalisation 9 en service, au lieu qu'elle soit laissée inutilisée et non soumise à des tests, permettrait de gagner beaucoup de temps s'il s'agissait de faire des livraisons aux raffineurs de Montréal, ce qui leur garantirait une plus grande marge de sécurité à la suite du renversement.

Étant donné que le Québec n'a produit aucune preuve à l'appui de ses propositions, l'Office s'estime incapable de se prononcer sur ces dernières.

9.2 Droits

IPL a déclaré qu'aucune entente n'a été conclue au sujet des droits à percevoir en cas de réinversion de la canalisation 9. Il faudrait qu'ils soient approuvés par l'Office, mais non par les Raffineurs. Il a été noté qu'étant donné que la canalisation fournirait un service ouest-est, on s'attendait à ce que le principe de droits intégrés s'applique.

Québec a proposé que la méthode des droits intégrés soit retenue en cas de réinversion de la canalisation.

Opinion de l'Office

IPL n'a pas demandé à l'Office d'approuver une méthode de conception des droits en prévision de l'éventuelle réinversion de la canalisation. Si la réinversion avait lieu, il lui faudrait au moins déposer un tarif auprès de l'Office, conformément à l'article 60 de la Loi. La méthode de conception des droits pourrait être examinée à ce moment là.

Chapitre 10

Désignation de destination prioritaire

10.1 Demande de United Refining Company

United a demandé que Chippawa (Ontario) soit désignée en tant que destination prioritaire lorsque la canalisation 9 sera exploitée en mode renversé, pour s'assurer que sa raffinerie de Warren, en Pennsylvanie, soit approvisionnée suffisamment. Cette raffinerie traite actuellement 10 200 m³/j (64 000 b/j) de brut en provenance de l'Ouest canadien et United projette d'en accroître la capacité d'environ 800 m³/j (5 000 b/j).

Les canalisations 7 et 9A ont une capacité totale de 52 900 m³/j (330 000 b/j) et sont exploitées actuellement dans le sens ouest-est. Après le renversement de la canalisation 9, IPL porterait la capacité de transport ouest-est de la canalisation 7 à 28 600 m³/j (180 000 b/j) temporairement et la ramènerait à 24 400 m³/j (153 500 b/j) après la mise hors service de la station Keyser. La demande totale des trois raffineries (de Petro-Canada, d'Impériale et de United) desservies par la canalisation 7 est de 38 160 m³/j (240 000 b/j).

IPL exploite son système en appelant des soumissions mensuelles. Lorsque les soumissions des expéditeurs portent sur des volumes supérieurs à la capacité du réseau pipelinier, il est nécessaire que les volumes soumissionnés soient répartis également entre les expéditeurs. La méthode de répartition actuelle d'IPL a été déterminée par la décision MH-3-85⁶⁴. Par cette décision, l'Office ordonnait à IPL d'abandonner un système de répartition fondé sur des volumes historiques et d'adopter un système de répartition fondé sur des soumissions mensuelles. En ce faisant, l'Office a prévu que tout expéditeur se sentant lésé par cette méthode pourrait demander qu'un point de livraison soit désigné à titre de destination prioritaire et que des volumes soient exclus de la répartition.

United s'est dite inquiète que la reconception des canalisations 7 et 9 ne laisse pas à la canalisation 7 une capacité suffisante pour lui assurer continuellement ses approvisionnements en produits canadiens de l'Ouest. Elle a signalé que, le pétrole brut Brent n'étant pas encore toujours disponible à un prix inférieur à celui du brut canadien de l'Ouest, il se pourrait que les sources d'approvisionnement des raffineries de l'Ontario changent suivant des variations saisonnières. La capacité de réserve proposée pour la canalisation 7 laisserait si peu de marge de manoeuvre qu'un petit accroissement des volumes de brut canadien de l'Ouest au détriment d'un brut d'autre provenance pourrait faire intervenir le principe de la répartition. United est d'autant plus irritée du fait que ceux qui profiteraient d'un renversement de la canalisation 9 et qui en paieraient le coût profiteraient également de toute réduction de coût réalisable à la reconception de la canalisation 7.

United a choisi de ne pas participer au projet de renversement de la canalisation 9, parce que ce projet ne convient pas à ses activités. Sa raffinerie doit utiliser des pétroles bruts et synthétiques canadiens de l'Ouest pour satisfaire les exigences techniques strictes de sa production de produits spécialisés et

⁶⁴ Pipe Line Interprovincial Limitée, MH-3-85, Enquête publique sur les questions relatives à la répartition de l'espace pipelinier, motifs de décision de juillet 1985.

d'asphalte. Des quantités de brut léger sulfuré pourraient lui être fournies par la canalisation 9 renversée, mais elles ne répondraient pas à tous ses besoins. En outre, les approvisionnements de brut léger sulfuré en provenance de l'étranger demeureront fort probablement plus coûteux que les approvisionnements de brut canadien pendant un bon moment. United a déclaré également que les mélanges de brut, sa capacité de manutentionner de grandes cargaisons à Portland, dans le Maine, et les exigences financières de l'Entente éayant les installations (EÉI) lui causent d'autres préoccupations.

United a tenté de trouver d'autres solutions avant de demander une désignation de destination prioritaire. Le renversement de la canalisation 9 était considéré comme une option peu vraisemblable. United a étudié également la possibilité de modifier la procédure des commandes, afin que Petro-Canada et Impériale ne puissent commander que les quantités correspondant à leurs prévisions, mais cette option a été rejetée par les Raffineurs. Une autre solution possible était la reconception de la canalisation 7, mais United a déclaré que la responsabilité de présenter la conception la plus convenable incombait à IPL.

United a déclaré que la répartition des quantités sur la canalisation 7 lui serait très préjudiciable. Elle a affirmé que les deux autres raffineries approvisionnées par la canalisation 7 auraient accès à d'autres approvisionnements par la canalisation 9 renversée, mais que la canalisation 7 serait la seule source d'approvisionnement de United. Selon elle, cette dépendance justifie amplement l'approbation de sa demande de désignation de destination prioritaire. United n'a pas trouvé satisfaisante l'invitation d'IPL d'attendre pour connaître la suite.

United convient que les désignations de destination prioritaire devraient être accordées modérément, mais elle est d'avis que c'est la seule solution raisonnable qui lui est disponible.

IPL ne peut pas appuyer la demande de United, qu'elle juge hypothétique et prématurée. Elle a affirmé qu'elle procède à la conception de son réseau en se fondant sur les prévisions et que les prévisions entrées en ligne de compte dans le projet de renversement de la canalisation 9 n'annoncent aucune nécessité de procéder à une répartition sur la canalisation 7.

IPL affirme que les variations saisonnières du prix n'entraîneront pas nécessairement des variations saisonnières dans l'utilisation de la canalisation 9. Selon IPL, on n'a trouvé aucune raison concrète de procéder à une répartition sur la canalisation 7. IPL estime que la canalisation 7 n'est pas différente des autres parties de son réseau en ce qui concerne les possibilités de répartition. Il se peut qu'une répartition des quantités soumissionnées ait lieu sur la canalisation 7 pour diverses raisons, mais il n'y aurait pas nécessairement lieu d'accorder une désignation prioritaire dans n'importe quel de ces cas. IPL a supposé que si un problème survient, l'Office a les moyens de le régler en souplesse. En attendant, un moyen de maintenir la capacité de la canalisation 7 serait de garder la station Keyser en service plus longtemps, si c'était nécessaire.

IPL a mentionné qu'une désignation de destination prioritaire serait très inhabituelle et qu'aucune ordonnance conférant cette désignation n'a été prise. Elle est d'avis que si la demande de United est approuvée, les demandes de ce genre se multiplieraient.

Les Raffineurs s'opposent eux aussi à la demande de United. Ils accusent celle-ci de chercher à s'assurer un accès prioritaire gratuitement, ce qui serait injuste et discriminatoire. La canalisation 7 est un pipeline de transport public et United a proposé de payer les mêmes droits que tous les autres

expéditeurs. Ils ont affirmé que la désignation de Chippawa en tant que destination prioritaire aurait pour effet d'accorder la préférence à United au détriment du marché ontarien.

Les Raffineurs étaient d'avis que la demande de United est prématurée ou théorique. Ils ont décrit en ces termes la possibilité d'accroître la capacité de la canalisation 7 et ils ont fait remarquer que, chaque fois qu'une répartition se ferait sur la canalisation 7, une capacité de réserve serait disponible sur la canalisation 9, et que la clause de paiement obligatoire de l'EÉI les inciterait à partager les cargaisons d'outremer et à répondre aux besoins de United.

En attendant, ils ont recommandé que l'Office accorde à United, à l'IPL ainsi qu'à eux-mêmes une occasion d'intervenir pour aider à résoudre tout problème de répartition dès qu'il se produirait. Ils se sont dits convaincus que, si le principe de la répartition causait un problème à United, l'Office pourrait prendre une décision éclairée à ce moment en se fondant sur des faits et non sur des spéculations.

Opinion de l'Office

Lorsqu'il a consenti à des destinations prioritaires dans sa décision MH-3-85, l'Office a déclaré que le réseau sur lequel se ferait la répartition de la capacité pipelinière devait continuer d'être exploité de la façon la plus souple possible et que les désignations de destination prioritaire devaient être accordées le moins souvent possible. United est la première société qui désire profiter d'une désignation de ce genre.

L'Office est convaincu qu'il y a déjà suffisamment de facteurs de nature à inciter IPL à optimiser l'utilisation de son réseau. Si des problèmes se posaient, l'Office s'attendrait que les parties fassent de leur mieux pour les résoudre à leur satisfaction mutuelle. À une époque où les solutions des intervenants du marché sont préférables à l'intervention des régulateurs, l'Office hésite à se servir de la réglementation pour imposer une contrainte comme solution à un problème prévisible quoique de nature uniquement spéculative pour l'instant.

L'Office est néanmoins conscient des circonstances inhabituelles invoquées par United et de la possibilité qu'une répartition effectuée sur la canalisation 7 nuise considérablement à ses activités. L'Office ne peut pas approuver la demande de United à ce moment-ci, mais il incite United à présenter son cas de nouveau si une répartition sur la canalisation 7 lui posait un problème et si United ne pouvait en arriver à une solution satisfaisante par voie de négociations. L'Office a réglé les problèmes de répartition rapidement dans le passé et, selon lui, rien ne devrait l'empêcher de résoudre tout aussi rapidement un problème de ce genre qui se poserait à l'utilisation de la canalisation 7.

10.2 Demande du Québec

Le Québec a demandé à l'Office d'accorder la priorité aux raffineries de Montréal qui reçoivent du brut expédié par le réseau Portland-Montréal, en vue de garantir la sûreté de leurs approvisionnements. Cette demande ne porte pas uniquement sur les volumes de brut, mais aussi sur la qualité de produits.

Les raffineries de Montréal doivent traiter actuellement 35 000 m³/j (220 000 b/j) de brut pour répondre aux besoins du Québec en produits pétroliers. Le Québec a déclaré que la demande des

raffineries augmentera à 39 800 m³/j (250 000 b/j) à moyen terme. Selon lui, la capacité prévue du réseau Portland-Montréal pourra répondre aux besoins actuels et à venir des raffineries de Montréal si le marché ontarien ne prélève pas plus que 38 160 m³/j (240 000 b/j) de brut dans les quantités acheminées par la canalisation 9 renversée.

Le Québec fait remarquer toutefois que la capacité du réseau Portland-Montréal risquerait d'être insuffisante si les raffineries de Montréal ressentiaient des besoins beaucoup plus importants que 39 800 m³/j (250 000 b/j) ou si la demande ontarienne en amont de la canalisation 9 renversée dépassait considérablement 38 160 m³/j (240 000 b/j). Si cette possibilité se réalisait, la répartition des volumes acheminés par le réseau Portland-Montréal pourrait causer des pénuries d'approvisionnements du côté des raffineries de Montréal

En résumé, le Québec a demandé que si l'Office approuve le renversement de la canalisation 9, cela soit fait à la condition que les raffineurs concluent une entente accordant aux raffineries de Montréal une désignation de destination prioritaire pour le brut expédié par le réseau Portland-Montréal.

Les raffineurs ont souligné à l'Office que la demande exacte des raffineurs de Montréal est de 35 000 m³/j (220 000 b/j), et non 39 800 m³/j (250 000 b/j). Indépendamment de cette précision, les raffineurs ont assuré à l'Office que, étant donné que Petro-Canada et Shell sont les raffineurs de Montréal en question, ils sont les mieux placés pour se garantir eux-mêmes des approvisionnements suffisants en pétrole brut.

Opinion de l'Office

La présente demande ne vise pas les installations de la société Les Pipe-Lines Montréal Limitée. Le présent comité d'audience n'est pas saisi de cette question et, de ce fait, ne peut pas prendre une décision au sujet de la demande du Québec. Si le Québec est en faveur de cette désignation de destination prioritaire, il devrait en faire la demande. Avant d'approuver cette demande, l'Office solliciterait fort probablement les commentaires des personnes intéressées, y compris les raffineurs à l'intention desquels cette désignation serait faite. Par conséquent, le Québec pourrait juger opportun d'avoir des entretiens avec ces raffineurs avant de déposer une demande de ce genre.

Chapitre 11

Dispositif

Les chapitres précédents constituent les motifs de décision de l'Office relativement à la demande qu'il a entendue au cours de l'instance OH-2-97.

L'Office approuve la demande qu'IPL a déposée aux termes de l'article 58 de la Loi en vue d'obtenir une ordonnance autorisant la construction d'installations pipelinières et l'exemption, pour ces installations, de l'application des dispositions des articles 30, 31 et 33 de la Loi. Par conséquent, il a délivré l'ordonnance XO-J1-34-97, qui figure à l'annexe II des présents motifs.

R. Priddle
membre président

J.A. Snider
membre

R.D. Revel
membre

Calgary (Alberta)
Décembre 1997

Annexe I

Liste des questions

L'Office a relevé, aux fins de discussion à l'audience, les questions suivantes (la liste n'est pas exhaustive) :

1. Est-ce que les installations projetées sont économiquement faisables?
2. Est-ce que le renversement proposé est nécessaire?
3. Quel sera l'impact du renversement proposé sur le marché du pétrole brut canadien et l'approvisionnement en pétrole brut canadien?
4. Est-ce que la méthode proposée de conception des droits convient?
5. Est-ce que la méthode proposée de financement du projet convient?
6. Quels pourraient être les effets environnementaux négatifs éventuels et les répercussions socio-économiques éventuelles des installations projetées? (y compris les éléments décrits à l'article 16 de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*)
7. Est-ce que les installations projetées sont sécuritaires du point de vue technique? Est-ce que leur exploitation pourra se faire en toute sécurité?
8. Est-ce que la capacité des pipelines de raccordement aux fins du projet est adéquate?
9. De quelles conditions devrait-on assortir toute autorisation qui pourrait être octroyée?
10. Dans quelles circonstances pourrait être exigée un nouveau renversement de la canalisation 9?
11. Quel serait l'impact du renversement proposé sur la compétitivité de l'industrie de raffinage du Québec?
12. Quelle est la base tarifaire appropriée pour la canalisation 9?
13. Est-ce que la capacité de la canalisation 7 permettra de répondre aux besoins des expéditeurs relativement au transport du pétrole brut de Sarnia à Westover?
14. Quelle devrait être la méthode appropriée de répartition de la capacité de la canalisation 7?
15. Est-ce que les ententes liées à l'emprise et à la servitude existantes conviennent pour le transport du pétrole brut selon ce qu'a demandé IPL?
16. Est-ce qu'il convient d'accepter la demande présentée par United Refining Company à l'effet que Chipawa soit désignée destination prioritaire durant les périodes où la capacité de la canalisation 7 d'IPL est répartie?

Annexe II

ORDONNANCE XO-J1-34-97

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

RELATIVEMENT À une demande présentée par Pipeline Interprovincial Inc. («IPL») aux termes de l'article 58 de la Loi; déposée auprès de l'Office sous le numéro de dossier 3400-J001-86.

DEVANT l'Office le xx décembre 1997.

ATTENDU QU'IPL a déposé auprès de l'Office une demande en date du 1^{er} mai 1997 en vue de la construction des installations relatives au projet de renversement de la canalisation 9, à un coût estimatif de 88,7 millions \$;

ATTENDU QUE, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* («LCÉE»), l'Office a effectué un examen environnemental préalable du projet et étudié l'information produite par IPL et d'autres parties;

ATTENDU QUE l'Office a établi, conformément à l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE, que compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation que propose IPL ainsi que des mesures énoncées dans les conditions ci-jointes, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement.

ATTENDU QUE l'Office a étudié la demande et estime qu'il est dans l'intérêt public d'accorder la demande d'exemption;

IL EST ORDONNÉ QUE la construction des installations relatives au projet de renversement de la canalisation 9 soit exemptée de l'application des articles 30, 31 et 33 de la Loi, cette exemption étant assortie des conditions suivantes, sauf avis contraire de l'Office :

1. IPL doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, méthodes, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement qui sont comprises ou mentionnées dans sa demande, dans ses engagements auprès d'autres organismes de réglementation ou dans la preuve produite au cours de l'instance.
2. S'il est nécessaire d'enlever un excédent de roche de fond sur un chantier à l'aide d'explosifs, IPL doit :
 - a) avant le début des travaux de construction, compléter les entretiens avec le ministère de l'Environnement et de l'Énergie de l'Ontario, le ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec et les propriétaires fonciers touchés concernant les puits d'eau situés dans un rayon de 100 m de la zone de dynamitage, ainsi qu'échantillonner l'eau des puits pour en vérifier le niveau statique, la teneur en coliformes, fécales et autres, la teneur en calcium, en magnésium, en sodium, en fer, en hydrogène sulfuré et en sulfates, la conductivité, la quantité de matières dissoutes en solution, la turbidité, la

couleur, les composés organiques, la teneur totale en azote kjedahl, la demande biologique en oxygène, la teneur en nitrates, en nitrites et en ammoniac, ainsi que tout autre paramètre que peut exiger l'organisme provincial de réglementation;

- b) au cours des travaux de dynamitage et de dérochement, contrôler le niveau et la qualité de l'eau des puits échantillonnés au paragraphe a);
 - c) après les travaux de construction, effectuer des études des puits d'eau visés au paragraphe a) pour établir qu'aucun changement n'est survenu dans le niveau et la qualité de l'eau, et présenter à l'Office les résultats de ces études.
3. IPL doit déposer auprès de l'Office :
- a) des copies des études sur les ressources archéologiques menées sur les chantiers du site d'abaissement du tronçon à Pickering, de la station Westover et de la station de pompe Terrebonne;
 - b) des copies de toute correspondance de la part du ministère de la Culture, du Tourisme et des Loisirs de l'Ontario ainsi que du ministère de la Culture et des Communications du Québec concernant l'admissibilité des études sur les ressources archéologiques visées au paragraphe a).
4. IPL doit, avant le début des travaux de construction sur le chantier du réservoir 227 de la station Westover, déposer auprès de l'Office des copies de toute correspondance reçue du groupe d'évaluation des impacts sur les zones importantes sur le plan environnemental de la municipalité régionale de Hamilton-Wentworth concernant l'admissibilité de l'étude d'impact sur l'environnement établie à l'égard de ce projet.
5. IPL doit, avant le début de la construction de la conduite de livraison Sarnia, fournir une confirmation de l'achèvement des entretiens avec :
- a) le canton Moore, concernant l'autorisation de croiser un tuyau d'évacuation du canton;
 - b) l'Office de protection de la nature de la rivière St. Clair, concernant les autorisations à obtenir aux termes des *Fill, Construction, Alteration to Waterways Regulations* (règlement sur le remplissage, la construction et la modification des voies d'eau).
6. IPL doit, avant le début de la construction des franchissements du ruisseau Marsh le long de la conduite de livraison Sarnia :
- a) soumettre à l'approbation de l'Office l'évaluation des ressources halieutiques ainsi que toutes nouvelles mesures d'atténuation découlant de cette évaluation;
 - b) fournir à l'Office des copies de toute correspondance de la part du ministère des Ressources naturelles de l'Ontario concernant l'admissibilité de l'évaluation des ressources halieutiques visée au paragraphe a).
7. IPL doit, avant le début de la construction du réservoir de la station Westover, fournir la confirmation que :

- a) les entretiens avec l'Office de protection de la nature de la région d'Hamilton ont été complétés et les permis voulus délivrés;
 - b) l'approbation des mélanges de semences à utiliser pour la restauration de la couverture végétale du chantier a été obtenue de l'Office de protection de la nature de la région d'Hamilton.
8. IPL doit, avant le début de la construction du réservoir de la station Westover, fournir ce qui suit :
- a) la confirmation qu'une étude technique finale a été complétée à l'égard de la recommandation du Comité de coordination de l'évaluation environnementale («CCÉE») visant à faire aménager une baissière gazonnée plate à la décharge du bassin de retenue des eaux de ruissellement;
 - b) une déclaration indiquant si IPL se propose de mettre en oeuvre la recommandation du CCÉE dont il est question au paragraphe a).
9. IPL doit, avant le début de l'essai hydrostatique des installations relatives au projet de renversement de la canalisation 9 :
- a) fournir la confirmation que les organismes de réglementation ont sanctionné les plans et les méthodes d'exécution des essais hydrostatiques;
 - b) déposer auprès de l'Office les plans et les méthodes visés au paragraphe a).
10. IPL doit, dans les trois mois suivant la mise en service des installations, effectuer et déposer auprès de l'Office des études des niveaux de bruit confirmant que les niveaux de bruit réels résultant du fonctionnement des installations mentionnées ci-dessous ne dépassent pas les niveaux de bruit prévus, tels qu'enregistrés à la ligne de la clôture de la station de pompage et à la résidence la plus proche :
- a) terminal Westover;
 - b) station de pompage Terrebonne;
 - c) terminal Sarnia;
 - d) station de pompage Bryanston;
 - e) station de pompage Keyser.
11. IPL doit, conformément à l'article 58 du *Règlement sur les pipelines terrestres* («RPT»), déposer auprès de l'Office un rapport d'évaluation environnementale postérieur à la construction dans les six mois suivant la mise en service des installations au site d'abaissement du tronçon à Pickering et à l'emplacement de la conduite de livraison Sarnia. Le rapport décrira les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date de dépôt du rapport et :

- a) indiquera les questions résolues et les questions en suspens;
 - b) décrira les mesures qu'IPL prévoit prendre pour régler les questions en suspens.
12. IPL doit, conformément à l'article 58 du RPT, déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre de chacune des deux premières saisons de croissance complètes après le dépôt du rapport d'évaluation environnementale mentionné à la condition 11, un rapport comprenant :
- a) une liste des questions environnementales qui étaient indiquées comme étant en suspens dans le rapport antérieur, et des questions qui se sont posées depuis;
 - b) une description des mesures qu'IPL prévoit prendre pour résoudre les questions en suspens.
13. IPL doit, au moins 14 jours avant le début des travaux de construction des installations approuvées, déposer un ou des calendriers de construction détaillés indiquant les principaux travaux de construction, et signaler à l'Office toutes les modifications apportées aux calendriers à mesure qu'elles sont apportées.
14. IPL doit, avant la date de mise en service de la canalisation 9 renversée, déposer une version révisée de son plan d'intervention d'urgence, qui tient compte des changements dans les opérations qu'entraînerait le projet de renversement de la canalisation 9.
15. Sauf avis contraire de l'Office donné avant le 31 décembre 2001, la présente ordonnance expire le 31 décembre 2001, à moins que les travaux de construction et de mise en place des installations additionnelles n'aient commencé à cette date.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

M. L. Mantha
Secrétaire