



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Pipeline Interprovincial Inc.

OH-1-96

Juillet 1996

**Installations et méthode de
conception des droits**

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Pipeline Interprovincial Inc.

Demande datée du 12 janvier 1996, dans sa version modifiée, visant les installations et la méthode de conception des droits

OH-1-96

Juillet 1996

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

N° de cat. NE22-1/1996-11F
ISBN 0-662-81378-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:

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

En personne, au bureau de l'Office:

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1996
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1996-11F
ISBN 0-662-24825-2

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

For pick-up at the NEB office:

Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Liste des tableaux	ii
Liste des figures	ii
Liste des annexes	ii
Exposé et comparutions	iii
1. Introduction	1
1.1 La demande	1
1.2 Examen environnemental préalable	1
2. Installations	3
2.1 Installations de l'agrandissement	3
2.1.1 Pipeline	3
2.1.2 Pompes	4
2.1.3 Réchauffeur de la canalisation 2B	4
2.1.4 Agent réducteur de traînée	5
2.2 Solutions de rechange à l'agrandissement projeté	5
3. Questions foncières et environnementales	8
3.1 Choix du tracé et du site, et besoins en terres	8
3.2 Questions environnementales	9
4. Questions financières et méthode de conception des droits	10
4.1 Questions financières	10
4.1.1 Méthode de conception des droits	10
4.1.2 Traitement des coûts	10
4.2 Exemption demandée à l'égard des Directives concernant les exigences de dépôt	10
4.3 Entente de partage des risques	11
5. Offre et marchés	15
5.1 Offre	15
5.2 Marchés	16
5.2.1 Demande de pétrole brut de l'Ouest canadien et d'équivalents	16
5.2.2 Pétrole brut de l'Ouest canadien à la disposition d'IPL	18
5.2.3 Marchés pour les ventes supplémentaires de pétrole brut et de LGN	19
5.2.4 Caractère suffisant de la capacité en aval	21
5.2.5 Droits, rentrées nettes et recettes des producteurs	21
6. Dispositif	22

Liste des tableaux

2.1	Comparaison des solutions de rechange à l'agrandissement	6
4-1	Résumé de l'effet du PAR II sur les droits - Droits supplémentaires	18
5-1	Prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien à la disposition d'IPL	18

Liste des figures

1.1	Carte de la phase II du programme d'agrandissement du réseau IPL	2
4-1	Résumé de l'effet du PAR II sur les droits - Droits supplémentaires	12
5-1	Prévision, établie par IPL, de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien	15
5-2	Prévision, établie par IPL, de l'utilisation du pétrole brut de l'Ouest canadien	17
5-3	Capacité pipelinière pouvant acheminer l'offre de pétrole de l'Ouest canadien	20

Liste des annexes

I	Tableau des installations	23
II	Conditions du certificat	24

Exposé et comparutions

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

RELATIVEMENT À une demande, datée du 12 janvier 1996, présentée par Pipeline Interprovincial Inc. pour obtenir un certificat d'utilité publique aux termes de la partie III de la Loi, autorisant un agrandissement de son réseau, et une ordonnance aux termes de la partie IV de la Loi concernant la conception des droits et les tarifs;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience OH-1-96;

ENTENDUE À Calgary (Alberta), les 3, 4, 5 et 7 juin 1996.

DEVANT :

R.L. Andrew	membre président
A. Côté-Verhaaf	membre
J.A. Snider	membre

COMPARUTIONS :

C.K. Yates R.A. Neufeld	Pipeline Interprovincial Inc.
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
R.W. Laidlaw	Alberta Energy Company Ltd.
F.R. Foran	La Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée
L.G. Keough	Express Pipeline Ltd.
H.R. Huber	Imperial Oil Limited, Mobil Natural Gas Canada Ltd., Petro-Canada, Shell Canada Limitée
K.F. Miller	Koch Oil Co. Ltd.
H.R. Huber	Murphy Oil Company Ltd.
A. Reid	ministère de l'Énergie de l'Alberta
B. de Jonge	avocat de l'Office national de l'énergie

Chapitre 1

Introduction

1.1 La demande

Le 12 janvier 1996, Pipeline Interprovincial Inc. («IPL» ou la «compagnie») a demandé, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la «Loi»), un certificat d'utilité publique l'autorisant à construire des installations supplémentaires sur son réseau pipelinier dans l'Ouest canadien et, aux termes de la partie IV de la Loi, une ordonnance relative à la conception des droits et aux tarifs.

La phase II du programme d'agrandissement du réseau («PAR II») visée par la demande comporterait la mise en place de conduites, l'ajout, la modification et le remplacement de pompes, le remplacement de moteurs et la mise en place de raccords d'injection d'agent réducteur de traînée («ART»). Les installations projetées, dont le coût estimatif est de 140 millions de dollars, permettrait d'accroître de 19 600 m³/j (120 000 b/j) la capacité de livraison du réseau existant IPL jusqu'à Chicago. Une carte du réseau IPL est fournie à la figure 1.1

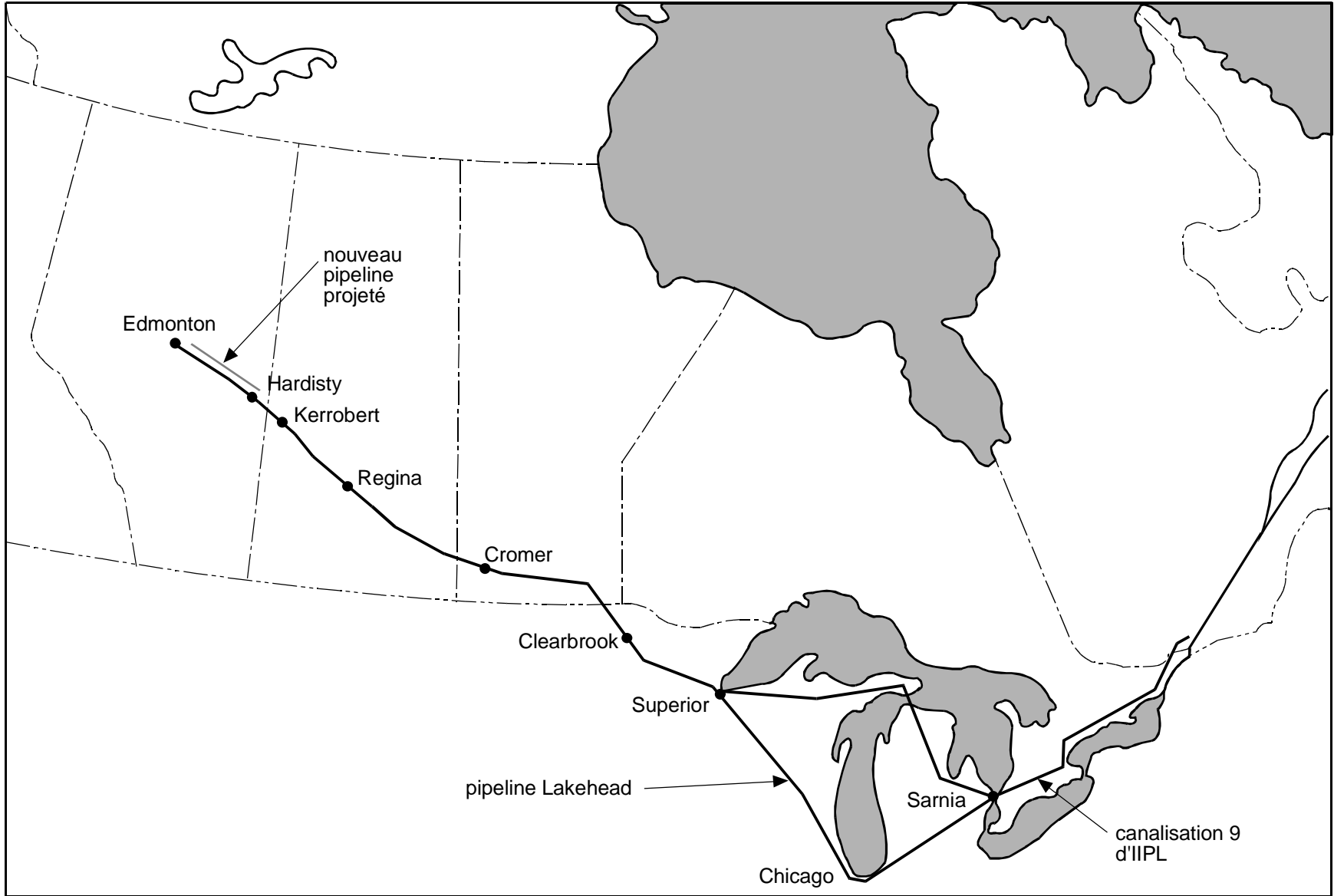
Dans une lettre datée du 31 mai 1996, IPL a déposé auprès de l'Office national de l'énergie (l'«Office») les détails d'une entente de partage des risques («EPR») que Lakehead Pipe Line Company («Lakehead») et elle-même ont négocié avec l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'«ACPP»). L'EPR modifiait le traitement des droits demandés pour les installations du PAR II pour répartir le risque de sous-utilisation de ces installations. IPL a demandé que soit approuvé l'EPR à titre d'ajustement spécial aux termes de son règlement sur les droits incitatifs.

1.2 Examen environnemental préalable

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

L'Office a conclu que, si les mesures d'atténuation proposées par IPL et les mesures énoncées dans les conditions ci-jointes étaient appliquées, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Cette décision est rendue conformément à l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE.

Figure 1-1
Phase II du programme d'agrandissement du réseau IPL



Chapitre 2

Installations

2.1 Installations de l'agrandissement

L'agrandissement projeté par IPL comprend :

- Canalisation 1
- construction, sur 148 km, d'une conduite d'un diamètre extérieur de 508 mm («d.e.») qui s'étendrait de la borne kilométrique («b.k.») 22.1 près d'Edmonton jusqu'à la b.k. 170 près de Hardisty (Alberta);
 - remplacement de quatre tronçons pipeliniers totalisant 12 km d'une conduite d'un d.e. de 508 mm entre les stations Hardisty et Herschel;
 - remplacement de 30 moteurs, remplacement de 30 pompes, modification de 11 pompes, ajout de 11 appareils de pompage et construction de 12 patins d'injection d'ART à diverses stations situées entre Edmonton (Alberta) et Gretna (Manitoba);
 - construction d'une nouvelle station de pompage, d'un appareil de vérification des liquides de gaz naturel («LGN»), de pompes auxiliaires et de la tuyauterie connexe au terminal Edmonton.
- Canalisation 2B
- construction d'un réchauffeur de conduite de 21 600 MJ (6 000 kWh) à la station Cromer;
 - remplacement de 4 appareils de pompage;
 - ajout de 3 appareils de pompage.
- Canalisation 13
- remise en service d'une conduite de 22,1 km et d'un d.e. de 508 mm entre le terminal Edmonton et la b.k. 22.1;
 - raccord de cinq stations de pompage à Edmonton, Kingman, Metiskow, Herschel et Craik, aux fins de service de la canalisation 1 à la canalisation 13;
 - raccord d'un collecteur de produits raffinés, de pompes auxiliaires et de la tuyauterie connexe au terminal Edmonton pour accommoder les injections de produits raffinés dans la canalisation 13;
 - construction de huit raccords de collecteurs entre les b.k. 22.1 et b.k. 687.4 (près de Regina) pour accommoder le transfert, aux fins de service, de la conduite de 501,2 km, d'un d.e. de 508 mm, de la canalisation 1 à la canalisation 13;
 - construction de cinq patins d'injection d'ART.

L'agrandissement projeté fera passer la capacité de la canalisation 1 de 36 600 m³/j (230 000 b/j) à 49 500 m³/j (311 000 b/j), et celle de la canalisation 2B de 76 300 m³/j (480 000 b/j) à 79 500 m³/j (500 000 b/j). La capacité annuelle de la canalisation 13, qui est de 31 000 m³/j (195 000 b/j), ne changera pas. Lorsque l'agrandissement du PAR II sera achevé, la canalisation 1 servira à transporter des pétroles bruts comme l'huile lubrifiante légère, le pétrole léger non sulfuré, le pétrole synthétique et les LGN; la canalisation 2 servira à transporter des condensats, le condensat Caroline, les pétroles

légers non sulfurés, le pétrole léger sulfuré, le pétrole synthétique, le Sarnia Special et l'OSE; la canalisation 3 servira à acheminer le Bow River, le pétrole lourd et le pétrole léger sulfuré; et la canalisation 13 servira à transporter du pétrole synthétique et des produits raffinés. Les installations qu'IPL projette d'ajouter à la canalisation 13 faciliteraient la réattribution des produits raffinés de la canalisation 1. Un inventaire des installations projetées figure à l'annexe I.

2.1.1 Pipeline

IPL a demandé d'être autorisée à construire un nouveau pipeline d'un d.e. de 508 mm entre la b.k. 22.1 et Hardisty (Alberta). Cette canalisation serait utilisée comme nouveau tronçon pour la canalisation 1, et la canalisation 1 existante entre le terminal Edmonton et Hardisty (y compris le tronçon susmentionné, remis en service) serait transférée pour le service de la canalisation 13. La canalisation 13 pourrait alors être exploitée comme canalisation continue d'Edmonton à Clearbrook (Minnesota). IPL a soutenu que le nouveau pipeline faciliterait le transfert des produits raffinés de la canalisation 1 à la canalisation 13, puisque IPL s'attend à ce que la canalisation 1 soit trop sollicitée en raison de la hausse prévue des expéditions de LGN sur la canalisation 1, qui se chiffrent à 3 200 m³/j (20 000 b/j). IPL a aussi expliqué qu'afin d'accommoder la hausse des expéditions de LGN, elle devrait soit augmenter la capacité de la canalisation 1 soit acheminer les produits raffinés par une canalisation différente. IPL a choisi d'acheminer les produits raffinés par la canalisation 13. Elle a noté que la capacité existant sur les canalisations 2 et 3 entre le terminal Edmonton et Hardisty ne pouvait être utilisée de façon efficace pour l'acheminement des produits raffinés sans construire un parc de réservoirs à Hardisty, et faire passer, lors de leur acheminement, les produits raffinés par ces réservoirs aux fins de réinjection dans la canalisation 13 à Hardisty.

IPL a aussi demandé de remettre en service un tronçon pipelinier entre Edmonton et la b.k. 22.1. Ce tronçon était, à l'origine, un élément de la canalisation 1, mais il a été mis hors service en 1987 en raison d'un programme d'accroissement de la capacité. Dans sa demande, IPL a demandé de ne pas être tenue de soumettre le tronçon à de nouveaux essais, comme l'exigerait la partie V du *Règlement sur les pipelines terrestres* (le «Règlement»). Le tronçon a été soumis à des essais hydrostatiques en 1993 dans le cadre des préparatifs faits pour le programme d'accroissement de la capacité d'IPL en 1994, mais il n'a jamais été remis en service. Bien que ce tronçon ait fait l'objet d'une inspection interne en 1972, 1980 et 1987, et d'excavations à des fins de découverte de la corrosion à des endroits choisis entre 1985 et 1989, aucune autre inspection ou autres travaux d'entretien, en dehors de l'étude de la protection cathodique que mène chaque année IPL, n'ont été effectués sur ce tronçon depuis 1993.

Aucune partie n'a exprimé de préoccupations quant à la méthode de construction proposée par IPL.

2.1.2 Pompes

Le PAR II comprend la construction d'une nouvelle station de pompage (y compris quatre pompes) sur la canalisation 1 au terminal Edmonton, l'ajout d'appareils de pompage aux stations Strome, Hardisty, Cactus Lake, Loreburn (2 appareils), Bethune, Odessa, Cromer, West Souris, Glenboro et Manitou, et le remplacement de 30 moteurs et pompes, ainsi que la modification de 11 pompes à divers emplacements le long de la canalisation 1. Le long de la canalisation 2B, de nouveaux appareils

de pompage seraient mis en place aux stations Souris, Glenboro et Gretna, tandis qu'une pompe serait installée, et un remplacement de moteur effectué, à la station Glenboro, et trois à la station Manitou.

Aucune partie n'a présenté d'observations sur l'accroissement de la capacité de pompage proposé par IPL.

2.1.3 Réchauffeur de la canalisation 2B

IPL a proposé la mise en place d'un réchauffeur de canalisation le long de la canalisation 2B à Cromer (Manitoba). Le chauffage du pétrole à Cromer aurait pour effet de réduire la viscosité du pétrole, ce qui augmenterait le débit à cet endroit. IPL n'avait pas entrepris la conception détaillée du réchauffeur de la canalisation avant le début de l'audience OH-1-96. Toutefois, IPL a indiqué qu'elle remettrait les spécifications à l'Office dès qu'elle les aurait en mains.

Express Pipeline Ltd. («Express») a mis en doute les coûts d'exploitation estimatifs du réchauffeur proposé de la canalisation, par rapport au réchauffeur qu'utilise actuellement Lakehead sur la canalisation 6 à Superior (Wisconsin). IPL a convenu que les coûts annuels de combustible pour le réchauffeur seraient de 750 000 \$ et 1 000 000 \$, bien que les contrats pour obtenir le combustible n'aient pas encore été signés.

2.1.4 Agent réducteur de traînée

IPL a demandé d'être autorisée à mettre en place douze patins d'injection d'ART aux stations Edmonton, Hardisty, Kerrobert, Milden, Loreburn, Bethune, Glenavon, Langbank, Cromer, West Souris, Glenboro et Manitou le long de la canalisation 1, et cinq patins le long de la canalisation 13 aux stations Edmonton, Kingman, Metiskow, Herschel et Craik. L'ART est un produit chimique ajouté au pétrole pour réduire le gradient de pression du tronçon dans lequel il a été injecté. Dans le cadre de la phase I de son programme d'agrandissement du réseau (approuvé par l'Office aux termes de l'ordonnance XO-J1-1-96), IPL a mis en place 14 patins d'injection d'ART le long de la canalisation 2A et 6 patins le long de la canalisation 13. Cela représente globalement, pour le PAR I et le PAR II, une augmentation importante du recours à l'ART sur le réseau IPL. En réponse à une question de l'Office, IPL a confirmé qu'elle s'approcherait de la limite économique maximum de recours à l'ART le long des canalisations 1 et 2, bien que la limite exacte n'ait pas encore été calculée. IPL a aussi noté que, si la technique actuelle de recours à l'ART n'est pas efficace lorsqu'il s'agit de pétrole lourd, on met actuellement au point différents produits pour en élargir l'application. En outre, la baisse du coût des composés de l'ART pourrait modifier le point de recours économique.

Opinion de l'Office

En ce qui a trait à la construction de 148 km de nouveau pipeline d'un d.e. de 508 mm entre la b.k. 22.1 et Hardisty, l'Office juge que la méthode de construction proposée par IPL convient pour accommoder l'augmentation prévue des expéditions de LGN à partir d'Edmonton.

En ce qui a trait au tronçon de 22,1 km pour lequel IPL a demandé de ne pas être tenue d'effectuer des essais de pression avant la remise en service, l'Office note que le paragraphe 54(1) du Règlement exige qu'un pipeline fasse l'objet de nouveaux essais conformément à la partie V du Règlement avant sa remise en service, si le pipeline est

hors service depuis douze mois ou plus. En outre, l'Office note qu'IPL n'a pas présenté de demande visant la remise en service du tronçon de 22,1 km comme l'exige le paragraphe 53(1) du Règlement, et que le tronçon est hors service depuis neuf ans. Si le tronçon ne fait pas l'objet de nouveaux essais, l'Office n'est pas convaincu que la remise en service assurerait un niveau de sécurité à tout le moins équivalent à celui qui est prévu dans les normes de l'Association canadienne de normalisation («CSA»). Par conséquent, l'Office n'exemptera pas IPL des exigences de remise à l'essai de ce tronçon avant sa remise en service.

Décision

IPL est tenue de soumettre à de nouveaux essais le tronçon entre Edmonton et la b.k. 22.1 conformément aux exigences de la partie V du Règlement. Lorsqu'elle aura mené un essai hydrostatique concluant, IPL est tenue d'aviser l'Office des résultats de l'essai (y compris les résultats des essais de pression) et de la pression de service maximum à laquelle elle souhaite exploiter le tronçon.

2.2 Solutions de rechange à l'agrandissement projeté

Dans le cadre de sa demande, IPL a fourni une évaluation de trois solutions de rechange à la conception qu'elle propose. En bref, ces solutions consistent en l'ajout d'un doublement de 84 km d'une conduite d'un d.e. de 1219 mm le long de la canalisation 3; l'augmentation de la pression de service de la canalisation 1; ou l'agrandissement des réseaux pipeliniers Westspur et Portal (y compris le prolongement de la canalisation 13 de Clearbrook jusqu'à Superior). IPL a noté qu'aucune de ces solutions ne se traduisait par l'accroissement requis de la capacité, soit de 19 600 m³/j (120 000 b/j). La comparaison entre les solutions était fondée sur les dépenses en capital par unité d'accroissement de la capacité.

À la demande de l'Office, IPL a fourni une évaluation des coûts annuels d'exploitation supplémentaires propres à chaque solution, plus les coûts annuels d'exploitation des installations de l'agrandissement proposé. IPL a aussi fourni une évaluation d'une autre solution, soit un doublement d'un d.e. de 1219 mm le long de la canalisation 3 pour obtenir l'accroissement voulu de la capacité. Elle a aussi fourni une comparaison (voir le tableau 2.1) de l'impact sur les droits supplémentaires de chaque option à une charge de 100 % (sans partage des risques), et des solutions de rechange 4 (la somme des solutions 2 et 3) et 5 (le doublement de la canalisation 3) à divers niveaux d'utilisation dans le cadre de l'entente de partage des risques.

IPL a déclaré que c'est surtout l'accroissement prévu de la production de pétrole brut lourd canadien, soutenu par une baisse plus lente que prévu de la production de pétrole brut léger classique, qui entraîne l'accroissement de la capacité de transport à partir de l'Ouest canadien. IPL a noté qu'elle comptait, en concevant les installations comme elle l'avait fait, créer de l'espace additionnel sur la canalisation 3 pour la croissance prévue du pétrole brut lourd en transférant les bruts acides et plus légers de la canalisation 3 à d'autres canalisations. Bien que la demande d'IPL indiquait à l'origine que le PAR II éliminerait la répartition imposée de la capacité, IPL a par la suite suggéré que l'élimination des contraintes de marché pour le pétrole brut lourd (décrit à la section 5.2.1) ferait que

le PAR II ne se traduirait pas par une capacité de prise suffisante et que d'autres agrandissements de son réseau seraient nécessaires.

Tableau 2.1
Comparaison des solutions de rechange à l'agrandissement

	conception du PAR II	solutions 2 et 3	doublement de la canalisation 3
coût en capital (\$ CAN)	140 000 000	340 000 000	490 000 000
accroissement de la capacité (m ³ /j)	19 600	18 600	19 600
coût annuel supplémentaire de l'électricité	19 400 000	18 500 000	8 400 000
coût annuel supplémentaire d'ART	3 700 000	2 600 000	0
coût unitaire (accr. \$/m ³ /j)	7 143	18 300	25 000
augmentation des droits (sans partage de risque)	2 ¢	5 ¢	5 ¢
augmentation des droits à une charge de 100 % (avec partage des risques)	3 ¢	6 ¢	6 ¢
augmentation des droits à une charge de 75 % (avec partage des risques)	2 ¢	4 ¢	5 ¢

Express a soutenu que les installations projetées ne rempliraient pas le rôle prévu. Elle a noté que la preuve produite par IPL suggérait que, d'ici à 1999, il n'y aurait pratiquement pas d'espace d'appoint sur la canalisation 3 pour accommoder l'accroissement prévu de l'offre de pétrole lourd et qu'un agrandissement additionnel du réseau IPL serait nécessaire pour résoudre la question de la répartition imposée de la capacité. Express a aussi soutenu qu'IPL n'avait pas établi de comparaison utile entre les solutions de rechange, qui traiterait de la demande véritable de capacité additionnelle sur son réseau.

Opinion de l'Office

L'Office juge qu'une comparaison des solutions de rechange viables est apparentée à son évaluation du caractère approprié d'une conception proposée. Il note que la conception proposée est la plus efficiente des solutions présentées, et qu'elle fournit plus de souplesse pour minimiser le coût du transport en cas de fluctuations futures du débit. L'Office note aussi que la conception projetée des installations d'IPL ne semble

pas résoudre la question de la limitation de la capacité pour les expéditions de pétrole brut lourd. Toutefois, il apprécie le fort appui accordé à l'agrandissement projeté, et il est donc disposé à accepter la conception des installations projetées d'IPL.

Chapitre 3

Questions foncières et environnementales

3.1 Choix du tracé et du site, et besoins en terres

IPL a déclaré que les installations projetées dans le cadre de l'agrandissement suivraient le couloir pipelinier existant, ce qui éviterait de perturber de nouvelles surfaces, ou de minimiser cette perturbation, et d'atténuer les effets négatifs sur le milieu biophysique et le contexte socio-économique. IPL a déterminé que ces exigences pourraient être le mieux satisfaites en construisant le pipeline additionnel parallèlement à son couloir pipelinier existant, en modifiant ses raccords pipeliniers existants et en augmentant la capacité de pompage à plusieurs stations IPL entre Edmonton (Alberta) et Gretna (Manitoba).

Deux tracés ont été envisagés par IPL. La première solution consistait à établir de façon parallèle son pipeline entre Edmonton et Hardisty le long du côté nord de son couloir pipelinier existant. La deuxième solution consistait à faire partir le pipeline d'IPL du côté nord, près de la station de pompage Kingman (b.k. 51.1), à suivre le couloir le long du côté sud jusqu'à la b.k. 152.1 près de Loughheed (Alberta) et à le ramener du côté nord pour le reste du parcours jusqu'à la b.k. 170.0 près de Hardisty (Alberta). IPL a retenu la deuxième solution parce qu'elle comportait l'acquisition d'une servitude permanente de moindre superficie que la première.

En ce qui a trait à l'emplacement des nouvelles installations, autres que les conduites, IPL n'a pas envisagé de nouveaux sites car les sites existants offraient les avantages suivants :

- les installations existantes sont en service depuis près de 40 ans et sont bien connues de toutes les parties;
- les sites existants ne présentent aucune contrainte importante, sur le plan environnemental ou socio-économique;
- le fait de construire de nouvelles installations sur les nouveaux sites accroîtrait la superficie des terres perturbée par les opérations d'IPL;
- les travaux au terminal et aux stations de pompage peuvent être menés plus efficacement à partir des installations existantes qu'à partir de nouvelles installations éloignées géographiquement.

IPL a indiqué qu'elle aurait besoin de 18,3 m de nouvelle emprise permanente et entre 5 et 17 m d'aire de travail temporaire. IPL a fourni six configurations différentes pour les divers tronçons projetés, ainsi qu'un résumé des nouveaux besoins en terres, station par station.

Aucune partie ne s'est opposée au choix du tracé ou du site, ni aux nouveaux besoins en terres.

Opinion de l'Office

L'Office accepte la justification d'IPL relativement à la mise en place des installations pipelinières projetées dans les servitudes existantes ou à côté de sa servitude existante. Il juge en outre que les tracés généraux proposés sont acceptables et que les besoins prévus d'IPL en servitudes permanentes et en aires de travail temporaires sont raisonnables.

3.2 Questions environnementales

L'Office a rédigé un rapport d'examen environnemental préalable, selon les exigences de la LCÉE et de sa propre démarche de réglementation. Conformément à l'ordonnance d'audience OH-1-96, le rapport a été remis à IPL, aux parties qui en avaient fait la demande à l'Office et aux organismes fédéraux qui ont fourni des avis techniques relativement aux installations projetées.

Les observations reçues et les avis de l'Office constituent les annexes I et II du rapport, respectivement. Des copies du rapport peuvent être obtenues sur demande du Bureau de soutien de la réglementation de l'Office.

Opinion de l'Office

L'Office a étudié le rapport d'examen environnemental préalable, ainsi que les observations reçues sur le rapport, et il est d'avis que le projet de PAR II n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants, si l'on prend en compte les mesures d'atténuation proposées par IPL et les mesures précisées dans les conditions jointes. Cela constitue une décision aux termes de l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE.

L'Office est satisfait de l'information environnementale et socio-économique fournie par IPL en ce qui a trait aux effets environnementaux négatifs éventuels qui pourraient résulter de la construction et de l'exploitation des installations projetées, ainsi que des mesures d'atténuation et de suivi proposées par IPL.

Chapitre 4

Questions financières et méthode de conception des droits

4.1 Questions financières

4.1.1 Méthode de conception des droits

Pour la phase II du programme d'agrandissement du réseau, IPL a demandé à l'Office d'approuver une méthode de conception des droits qui intègre le coût du programme aux droits établis pour les installations déjà en place. La compagnie estimait que le PAR II est un programme d'immobilisations qui vise à élargir les services qu'elle offre déjà à ses expéditeurs.

Aucune partie ne s'est opposée à la méthode de conception des droits qu'IPL proposait dans sa demande.

4.1.2 Traitement des coûts

IPL a demandé que l'Office considère les coûts du PAR II comme un rajustement spécial, conformément aux principes de règlement qu'IPL a déposés à l'appui de sa demande concernant des droits incitatifs, en date de février 1995.

Aucune partie ne s'opposait à ce que les coûts du PAR II soient traités comme un rajustement spécial, comme le proposait IPL.

Opinion de l'Office

Étant donné que le PAR II représente une extension des services qu'IPL offre actuellement à ses expéditeurs, l'Office estime qu'il est approprié d'en intégrer les coûts à ceux des autres installations. En outre, l'Office convient que ces coûts constituent un rajustement spécial, aux termes de l'entente sur les droits incitatifs qu'IPL a conclue en février 1995.

4.2 Exemption demandée à l'égard des Directives concernant les exigences de dépôt

Dans sa demande, IPL a demandé d'être exemptée de fournir des états pro-forma de la base des taux et du coût du service ainsi que les renseignements sur la méthode et les taux d'amortissement proposés par compte d'installation, comme le prévoient les *Directives concernant les exigences de dépôt* (les «Directives») publiées en février 1995. La compagnie a indiqué que ces renseignements ne sont pas pertinents dans le cadre de la méthode de réglementation financière basée sur des droits incitatifs, que l'Office a autorisée en vertu de l'ordonnance TO-1-95.

De plus, IPL a demandé d'être dispensée de l'obligation de déposer ses coûts de transport unitaires moyens (droits) au-delà de la première année suivant la date prévue de mise en service des installations du PAR II, faisant valoir que, puisque ses opérations sont régies par une méthode de réglementation incitative, il lui était impossible de prévoir avec une marge d'exactitude raisonnable les droits qu'elle pourrait exiger au cours d'une période de cinq ans. IPL a également soutenu que les droits exigés varieraient d'une année à l'autre selon les résultats d'exploitation et qu'il serait peut-être futile de fournir à l'Office des barèmes de droits pour cinq ans basés sur une série d'hypothèses.

IPL a également demandé que l'Office l'exempte de déposer des bilans pro-forma, des états financiers pro-forma et des détails sur le rendement prévu de la base des taux et la provision pour l'impôt sur le revenu, puisque, à son avis, l'importance de la dette dans sa structure de financement ne regarde pas sa situation financière.

Aucune partie n'a contesté les exemptions qu'IPL a demandées à l'égard des Directives.

Opinion de l'Office

L'Office trouve acceptables les motifs qu'IPL a invoqués pour être dispensée du dépôt des renseignements précités et lui accorde donc les exemptions demandées à l'égard des Directives.

4.3 Entente de partage des risques

Par une lettre en date du 31 mai 1996, IPL a déposé une mise à jour de la preuve présentée par Brian T. Vaasjo. Dans cette preuve, M. Vaasjo déclarait que l'ACPP avait fait des démarches auprès d'IPL en vue d'examiner la possibilité de conclure une entente aux fins du partage des risques associés à une éventuelle sous-utilisation des installations du PAR II. La première rencontre a eu lieu le 17 mai 1996, et l'entente a été conclue le 31 mai 1996.

L'entente de partage des risques («EPR») concernant l'exploitation des installations du PAR II viserait à la fois IPL et Lakehead, et devrait recevoir l'approbation de l'Office national de l'énergie ainsi que celle de la Federal Energy Regulatory Commission.

Aux termes de l'EPR, le rendement du capital-actions ordinaire dans la structure présumée du capital du PAR II varierait en fonction du niveau d'utilisation des installations. Si le taux d'utilisation était de 75 %, ou 14 700 m³/j (90 000 b/j), le taux de rendement correspondrait au taux annuel que l'Office a fixé à l'égard des compagnies pipelinières. Si ce taux se situait entre 0 et 50 %, soit un maximum de 9 800 m³/j (60 000 b/j), le rendement du capital-actions ordinaire présumé pour le PAR II serait égal au taux fixé pour les compagnies pipelinières moins 3 %, sous réserve d'un taux minimum de 7,5 % dans les 10 premières années et de 8,5 % dans les années 11 à 15. Le taux de rendement du capital-actions ordinaire présumé pour le PAR II augmenterait de façon linéaire selon l'utilisation des installations, passant du taux fixé pour les compagnies pipelinières moins 3 %, pour une utilisation à 50 %, au taux fixé pour les compagnies pipelinières plus 3 %, pour une utilisation à 100 %, mais ne dépasserait pas un maximum de 15 % pendant la durée de l'entente. Le tableau 4-1 montre l'effet du PAR II sur les droits.

Tableau 4-1
Résumé de l'effet du PAR II sur les droits
Droits supplémentaires
 (¢ CAN/b)¹

	<u>total</u>	<u>IPL</u>	<u>Lakehead</u> ²
<u>sans partage des risques</u>			
taux d'utilisation de 100 %	10	2	8
taux d'utilisation de 0 %	10	2	8
<u>avec partage des risques</u>			
taux d'utilisation de 100 %	12	3	9
taux d'utilisation de 50 %	6	1	5
Taux d'utilisation de 0 %	6	1	5

(1) Droits supplémentaires pour le transport du brut léger d'Edmonton à Chicago

(2) En calculant une provision pour l'impôt de 100%

IPL calculerait le niveau d'utilisation des installations du PAR II par référence à l'ensemble du réseau. En d'autres termes, elle déterminerait la capacité globale du réseau en additionnant le débit de 19 600 m³/j (120 000 b/j), associé au PAR II, à la capacité annuelle du réseau, indiquée dans l'entente sur les droits incitatifs. Le débit réel serait alors mesuré et comparé à la capacité globale du réseau afin d'établir le niveau d'utilisation des installations. Le pourcentage d'utilisation des installations du PAR II déterminerait le taux de rendement qu'IPL peut recevoir pour ces installations. Si le débit réel était inférieur à la capacité globale du réseau, il y aurait un écart de volume en moins. Si cet écart correspondait à 4 900 m³/j (30 000 b/j), par exemple, cela signifierait que les installations du PAR II sont utilisées à 75 %, et IPL toucherait le taux de rendement annuel fixé pour les compagnies pipelinières.

Les débits associés aux agrandissements subséquents du réseau d'IPL se «superposeraient» à la capacité des installations du PAR II. Pour déterminer les taux d'utilisation, la capacité résultant d'agrandissements postérieurs au PAR II serait considérée comme un volume supplémentaire distinct, et il faudrait qu'elle soit totalement inutilisée pour que le taux d'utilisation des installations du PAR II tombe en-deçà de 100 %. Le rendement des projets d'agrandissement postérieurs au PAR II serait régi par les dispositions de l'entente sur les droits incitatifs d'IPL.

L'EPR prévoyait également les dispositions suivantes :

- Les coûts liés à l'agent réducteur de traînée seraient transférés aux expéditeurs sous la forme de frais supplémentaires;

- Tous les autres coûts, y compris les frais d'exploitation, l'intérêt et les frais d'amortissement, seraient incorporés dans les tarifs;
- L'entente sera sujette à l'approbation des conseils d'administration d'IPL et de Lakehead;
- L'entente porterait sur une période de 15 ans et prendrait effet à la date d'achèvement de la construction des installations visées;
- La méthode actuelle de conception des droits ne serait pas modifiée, et les droits exigés entre deux points refléteraient une répartition des coûts basée sur le volume et la distance.

IPL a affirmé que l'EPR se traduira par l'application de droits justes et raisonnables, et que l'Office devrait l'autoriser en tant que rajustement spécial, suivant l'alinéa 7.1a)(i) des principes de règlement qu'IPL a déposés à l'appui de sa demande de février 1995 concernant des droits incitatifs, demande que l'Office a approuvée aux termes de l'ordonnance TO-1-95.

Aucune partie n'a contesté l'EPR. Entre autres parties, Amoco, le Groupe des expéditeurs¹, ainsi que Koch Oil, à titre individuel, se sont déclarés en faveur de l'entente de partage des risques. Le Groupe des expéditeurs a souligné que l'EPR constituait une façon novatrice et appropriée de garantir que la compagnie pipelinière assume une part du risque associé à une éventuelle sous-utilisation de la capacité ajoutée par le programme d'agrandissement, plutôt que ce soit seulement les expéditeurs. Koch a souligné que l'EPR offre des avantages considérables aux expéditeurs dans le réseau d'IPL, qu'elle est conforme à l'esprit, à l'objet et aux dispositions du règlement sur des droits incitatifs qu'IPL et l'ACPP ont conclu en février 1995, et que, pour ces raisons, elle devrait recevoir l'approbation de l'Office.

L'Office s'est interrogé sur la question de savoir si le taux de rendement variable que prévoit l'EPR pourrait être considéré comme un rajustement spécial au sens des principes de règlement. À l'article 7.3 des principes de règlement, un rajustement spécial est défini comme la somme de trois éléments, à savoir : les frais d'exploitation, les frais d'immobilisations et l'impôt sur le revenu annuel. L'élément frais d'immobilisations est défini au paragraphe 7.3b) comme englobant les dépenses d'amortissement, les frais d'intérêts annuels et :

«les gains annuels, basés sur le taux de rendement en vigueur du capital-actions ordinaire, tel qu'il a été fixé par l'Office national de l'énergie à l'égard de plusieurs compagnies pipelinières au cours de l'audience RH-2-94 et est rajusté de temps à autre, appliqué au ratio négocié du capital-actions ordinaire défini à l'alinéa 7.3b)(ii).»

IPL a soutenu que le paragraphe qui précède ne stipule pas que les gains annuels doivent être calculés à l'aide du même taux de rendement que celui qui a été fixé pour les compagnies pipelinières, faisant valoir que l'entente prévoit simplement que les gains annuels seront «basés» sur ce tarif. Or, étant donné que le taux de rendement variable prévu par l'EPR est soit égal au taux fixé pour les compagnies pipelinières soit calculé par référence à celui-ci, à la hausse ou à la baisse, IPL estime qu'il est «basé» sur le taux fixé pour les compagnies pipelinières au sens des principes de règlement.

¹ Le Groupe des expéditeurs comprenait Imperial Oil Limited, Koch Oil Co. Ltd., Mobil Natural Gas Canada Ltd., Petro-Canada, Shell Canada Limitée et Murphy Oil Company Ltd.

Par conséquent, IPL a conclu que l'EPR ne se traduit pas par une des principes de règlement, et qu'il n'y a pas lieu de modifier l'ordonnance TO-1-95.

Opinion de l'Office

L'Office estime pouvoir approuver les modalités de l'EPR dans le cadre de la présente instance sans devoir déterminer si l'interprétation qu'IPL a donnée à l'article 7.3 des principes de règlement est juste. L'avis d'audience publique (annexe I de l'ordonnance d'audience) indiquait que le demandeur sollicitait la délivrance d'ordonnances de l'Office concernant les tarifs et la conception des droits. La liste préliminaire des questions à traiter (annexe III de l'ordonnance d'audience) indiquait au point 9 «l'examen de la conception et des composantes des droits proposés par IPL». Même si l'EPR ne faisait pas partie de la demande initiale, l'Office trouve que le libellé de l'avis d'audience et de la Liste préliminaire des questions à traiter était assez large pour laisser savoir aux parties intéressées que la conception des droits applicables aux installations visées par la demande serait examinée au cours de l'instance. L'Office est également d'avis que, au moment de trancher cette question, il n'est pas nécessairement tenu de se limiter à la proposition qu'IPL a d'abord présentée dans sa demande. L'Office estime, par conséquent, qu'il a compétence pour approuver l'EPR dans le cadre de la présente instance, même si cela entraîne la modification des principes de règlement ou de l'ordonnance TO-1-95. L'Office constate que l'entente de partage des risques a la faveur d'un grand nombre d'expéditeurs et il est convaincu qu'elle représente un règlement juste et raisonnable dans les circonstances. Par conséquent, l'Office approuve les modalités de l'EPR.

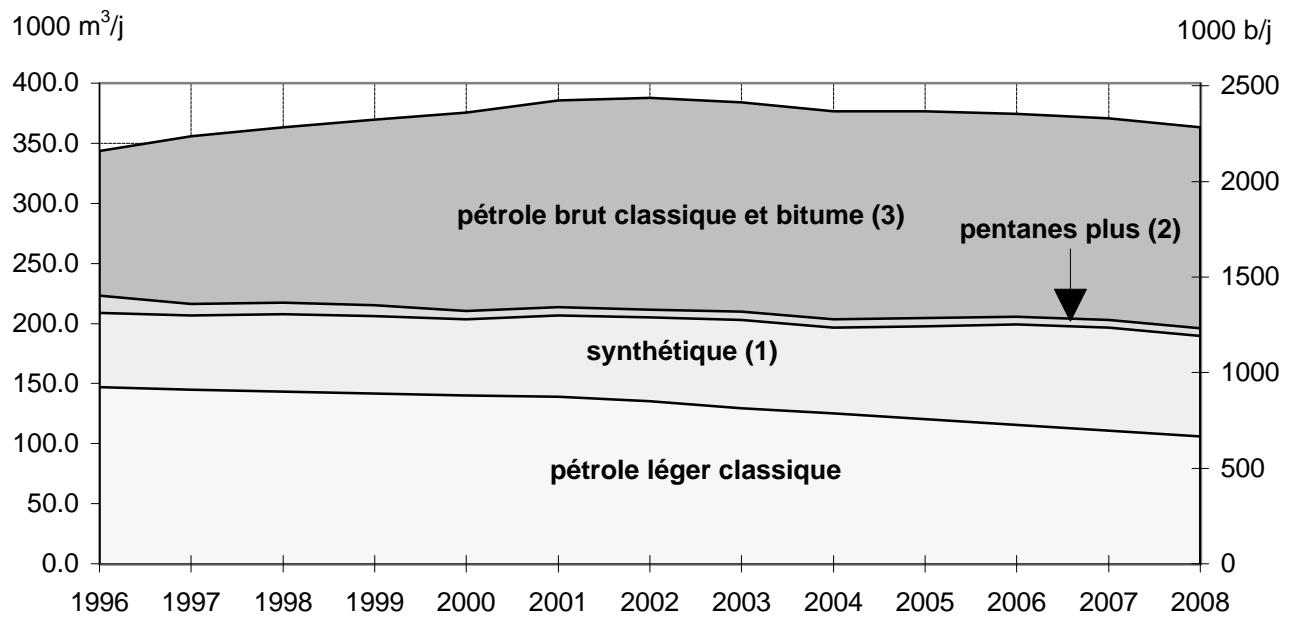
Chapitre 5

Offre et marchés

5.1 Offre

IPL a adopté à l'appui de sa demande les estimations, au 31 décembre 1994, des réserves établies restantes de pétrole brut canadien et d'équivalents, qui ont paru dans le *Statistical Handbook* de l'ACPP, en date d'août 1995. IPL a également fourni une prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien d'ici 2008, qui était fondée sur une enquête menée en 1995 auprès des producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien. Les répondants comprenaient des producteurs, les exploitants de pipelines qui alimentent le réseau d'IPL ainsi que les gouvernements des quatre provinces de l'Ouest. Dans sa demande, IPL a indiqué qu'elle avait rajusté les projections dégagées de l'enquête pour y refléter les tendances de l'offre de pétrole brut léger et les contraintes du marché. La compagnie a souligné qu'en raison des contraintes du marché du pétrole lourd, la production de pétrole brut lourd en 1997 sera inférieure de 3 600 m³/j (23 000 b/j) au niveau de production potentiel. Toujours selon les estimations d'IPL, cet écart atteindrait 19 200 m³/j (121 000 b/j) en 2002, puis retomberait à 11 800 m³/j (74 000 b/j) en 2008.

Au cours de l'audience, IPL a présenté des prévisions révisées de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien, qui tenaient compte de la mise en valeur de nouveaux marchés dans le nord du PADD II et donc de l'élimination des contraintes sur la production de pétrole brut lourd. Selon ces prévisions révisées, la production totale de pétrole brut et d'équivalents dans l'Ouest canadien s'établirait en moyenne à 343 600 m³/j (2 161 000 b/j) en 1996, atteindrait une crête moyenne de 388 000 m³/j (2 440 000 b/j) en 2002, puis retomberait autour d'un volume moyen de 363 300 m³/j (2 285 000 b/j) d'ici 2008 (voir la figure 5-1). IPL n'a pas fourni de prévisions concernant l'offre de produits pétroliers raffinés ou de liquides de gaz naturel susceptibles d'être transportés par son réseau. En contre-interrogatoire, la compagnie a indiqué qu'elle prévoit une augmentation d'environ 3 200 m³/j (20 000 b/j) du volume des LGN transportés, mais aucun changement en ce qui touche les produits pétroliers raffinés. Aucune partie n'a contesté les prévisions d'IPL touchant la production de pétrole brut de l'Ouest canadien et les volumes d'autres produits qui seraient transportés par son réseau.



1. Comprend le pétrole brut synthétique produit aux usines de valorisation du pétrole brut lourd et aux usines de traitement des minéraux.
2. Ne comprend pas les pentanes plus utilisés comme diluant.
3. Comprend le diluant et les charges d'alimentation des usines de valorisation.

Le Groupe des expéditeurs, Koch et le MÉA ont dit appuyer la position d'IPL concernant l'offre de pétrole brut. Le MÉA a fait valoir que, même si IPL avait démontré, grâce à ses prévisions de la production, qu'il existe un besoin pour les installations du PAR II, l'Office ne devrait pas tenter d'«ajuster» la capacité pipelinière aux prévisions de production, car il serait avantageux pour les producteurs de l'Ouest du Canada de disposer d'une certaine capacité d'appoint.

Express a soutenu qu'IPL n'avait pas réglé la question de la disponibilité des diluants qui lui seraient nécessaires pour transporter des volumes supplémentaires de pétrole brut lourd dans son réseau. IPL a répliqué qu'elle avait démontré dans sa preuve que l'offre de diluants serait suffisante jusqu'en 2005 environ et que d'autres produits pourraient également être utilisés comme diluants; IPL a aussi fait valoir qu'elle pourrait relever la limite de viscosité pour les expéditions par son réseau, ce qui réduirait la quantité de diluants requise. Koch appuyait la position d'IPL sur cette question.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît l'incertitude liée aux prévisions concernant l'offre de pétrole brut et d'autres produits à expédier par le réseau d'IPL. Néanmoins, il juge raisonnables les prévisions de l'offre de pétrole brut et d'autres produits qu'IPL a présentées.

Pour ce qui concerne l'offre de diluants, l'Office accepte l'argument d'IPL à l'effet qu'elle disposera à court terme d'un approvisionnement suffisant en diluants. Dans l'éventualité où l'offre de pentanes devenait insuffisante, l'Office est convaincu qu'IPL et ses expéditeurs pourront trouver d'autres sources de diluants ou effectuer les rajustements opérationnels nécessaires pour continuer d'acheminer le pétrole brut de l'Ouest canadien vers les marchés desservis.

5.2 Marchés

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

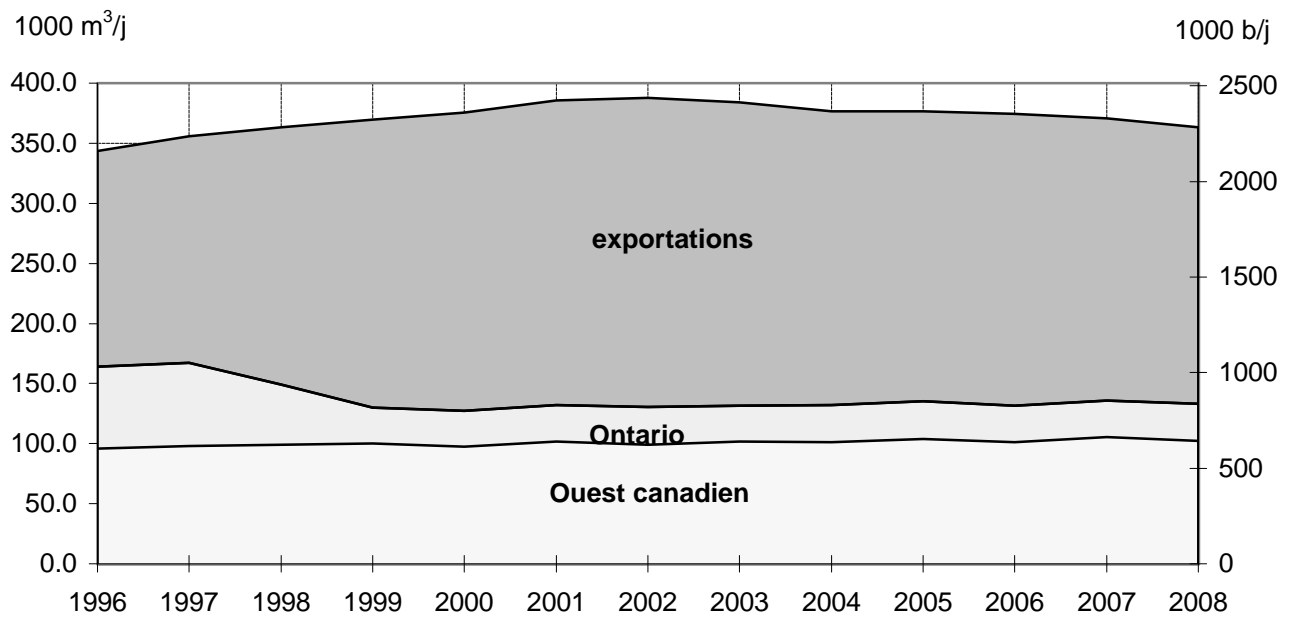
IPL a fondé les prévisions présentées dans sa demande sur les hypothèses suivantes :

- la demande des marchés canadiens non desservis par IPL, soit la Colombie-Britannique, l'Alberta, les Territoires du Nord-Ouest et la Saskatchewan, et les marchés des États du Montana, du Dakota du Nord et de Washington seront comblés avant qu'on décide d'effectuer des livraisons par le réseau d'IPL;
- la production de pétrole brut de l'Ouest canadien satisfera à la demande des raffineries de l'Ontario avant qu'on effectue le renversement du pipeline Sarnia-Montréal («canalisation 9»);
- d'après les prévisions de l'offre et de la demande d'IPL, le renversement du pipeline Sarnia-Montréal s'effectuera le 1^{er} janvier 1998. IPL a supposé que les livraisons après le renversement ne dépasseront pas 22 200 m³/j (140 000 b/j) en 1998 et qu'elles atteindront 42 100 m³/j (265 000 b/j) après 1998;

- après le renversement de la canalisation 9, le reste du pétrole brut de l'Ouest canadien, livré auparavant en Ontario, sera plutôt expédié dans le PADD II, où il sera utilisé;
- toutes les prévisions tiennent compte du fait que les marchés du pétrole brut lourd dans le PADD II limitent en soi le niveau de production de pétrole brut lourd et de bitume;
- la capacité pipelinière déjà en place est suffisante pour répondre aux besoins du marché du PADD IV jusqu'en 2002. IPL a supposé que les projets d'agrandissement des pipelines Rangeland, Milk River et Wascana fourniront une capacité supplémentaire de 21 500 m³/j (135 000 b/j) après 2002;
- les prévisions d'IPL ne tiennent pas compte de la construction du pipeline Express.

Au début de l'audience, IPL a indiqué que des faits nouveaux étaient survenus dans le nord du PADD II depuis le dépôt de sa demande. Selon une analyse récente, basée sur les quantités de brut traitées en 1995, que la firme Arthur D. Little Inc. a effectuée pour le compte d'IPL, les raffineurs du PADD II pourraient absorber un volume supplémentaire combiné de 21 900 m³/j (138 000 b/j) de pétrole brut lourd et moyen en provenance du Canada. L'estimation initiale d'IPL, soit 21 300 m³/j (134 000 b/j), était fondée sur les quantités de brut traitées en 1994. IPL a déclaré que les contraintes du marché qui avaient initialement tempéré sa prévision de la production de pétrole brut lourd n'existaient plus désormais, et elle a présenté de nouvelles prévisions concernant l'utilisation du pétrole brut lourd de l'Ouest canadien et la production dont elle pourrait disposer.

La figure 5-2 montre les prévisions révisées d'IPL sur l'utilisation du pétrole brut de l'Ouest canadien, après élimination des contraintes du marché dans le PADD II.



IPL a présenté des preuves (voir la figure 5-2) et des arguments visant à démontrer qu'avec l'élimination des contraintes de marché pour le pétrole lourd, l'offre serait suffisante pour garantir l'utilisation de la capacité des installations du PAR II et du pipeline Express, ou celle d'autres ajouts au réseau d'IPL qui seraient mis en service aux moments opportuns.

5.2.2 Pétrole brut de l'Ouest canadien à la disposition d'IPL

Suivant les hypothèses formulées dans les paragraphes précédents, la production dont dispose IPL a été calculée en soustrayant de la production totale de pétrole brut de l'Ouest canadien, le pétrole brut de l'Ouest canadien utilisé par des compagnies autres qu'IPL. Cette dernière prévoit que la production de pétrole brut dont son réseau disposera en 1999 représenterait environ 65 % de toute la production de pétrole brut dans l'Ouest canadien. La prévision révisée de la production de brut accessible à IPL, prévision qui reflète l'élimination des contraintes inhérentes au marché, figure dans le tableau 5-1.

Express a soutenu que la preuve d'IPL laisse planer un doute quant à savoir si le pétrole brut sera suffisant à long terme pour garantir un niveau d'utilisation raisonnable du pipeline pendant sa vie économique. Express a suggéré qu'il y avait un écart en trop de 5 100 m³/j (32 000 b/j) en 2002 dans les chiffres qu'IPL a fournis au sujet de l'offre potentielle de pétrole brut de l'Ouest canadien. IPL a expliqué que le supposé écart tient au fait qu'il s'agit d'une part de l'offre de pétrole «non mélangé» et, d'autre part, de l'offre de pétrole «mélangé».

Tableau 5-1
Prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien
à la disposition d'IPL
(10³m³/j)

	1996	2000	2005	2008
production prévue	343,6	375,4	376,8	363,3
moins la demande de compagnies autres qu'IPL				
Colombie-Britannique	11,0	11,8	11,8	11,8
Alberta et T. N.-O.	59,0	60,8	64,2	64,6
Saskatchewan	20,3	18,6	22,7	19,3
exportations				
- Washington	7,9	8,8	9,3	9,3
- Montana	20,1	21,7	28,9	29,3
- Dakota du Nord	1,4	2,0	2,0	2,0
total de la demande de compagnies autres qu'IPL	119,7	123,7	138,9	136,3
production nette à la disposition d'IPL	223,9	251,7	237,9	227,0

5.2.3 Marchés pour les volumes supplémentaires de pétrole brut et de LGN

IPL a indiqué que le marché du PADD II est celui qui offre les meilleures rentrées nettes pour le pétrole brut de l'Ouest canadien. La demande pour ce produit dans la partie nord du PADD II est suffisante pour absorber la production prévue, ainsi que les quantités de pétrole réacheminées à la suite du renversement supposé de la canalisation 9, en 1998. Les producteurs de l'Ouest canadien peuvent tirer parti de la capacité de raffinage supplémentaire à Wood River et à Patoka (Illinois), grâce au pipeline Mobil qui s'étend à partir du réseau Lakehead, à Chicago, vers le sud.

Pour ce qui concerne l'augmentation de la demande de pétrole brut lourd dans le PADD II, IPL a indiqué que BP Oil Company avait signé une lettre d'intention dans laquelle elle s'engageait à faire livrer au moins 7 900 m³/j (50 000 b/j) de pétrole brut lourd via le réseau d'IPL, après l'achèvement du PAR II en 1998. Le volume des livraisons pourrait atteindre 17 500 m³/j (110 000 b/j) pourvu que les installations pipelinières requises soient en place entre Stockbridge (Michigan) et Toledo (Ohio). IPL a souligné que Koch Oil Co. Ltd. en est à formuler des plans en vue d'accroître jusqu'à 7 900 m³/j (50 000 b/j) la capacité de traitement du pétrole brut à sa raffinerie de Pine Bend, dans le Minnesota. Ce projet s'appuie sur l'augmentation prévue de la production de pétrole brut lourd canadien. La UNO-VEN Company est censée prendre livraison d'une quantité supplémentaire de 6 400

à 12 700 m³/j (40 000 à 80 000 b/j) de pétrole brut canadien, à condition de pouvoir compter sur un approvisionnement garanti grâce à la construction des installations du PAR II. De plus, IPL a souligné que trois raffineurs du PADD II seraient en mesure d'accroître de plus de 7 900 m³/j (50 000 b/j) les quantités de brut lourd qu'ils traitent.

Pris ensemble, ces développements se traduiraient par une augmentation de 52 400 à 68 300 m³/j (330 000 à 430 000 b/j) de la demande de pétrole brut lourd dans le PADD II. Ces données se comparent aux prévisions selon lesquelles la production augmentera de 55 600 m³/j (350 000 b/j) entre 1996 et 2001.

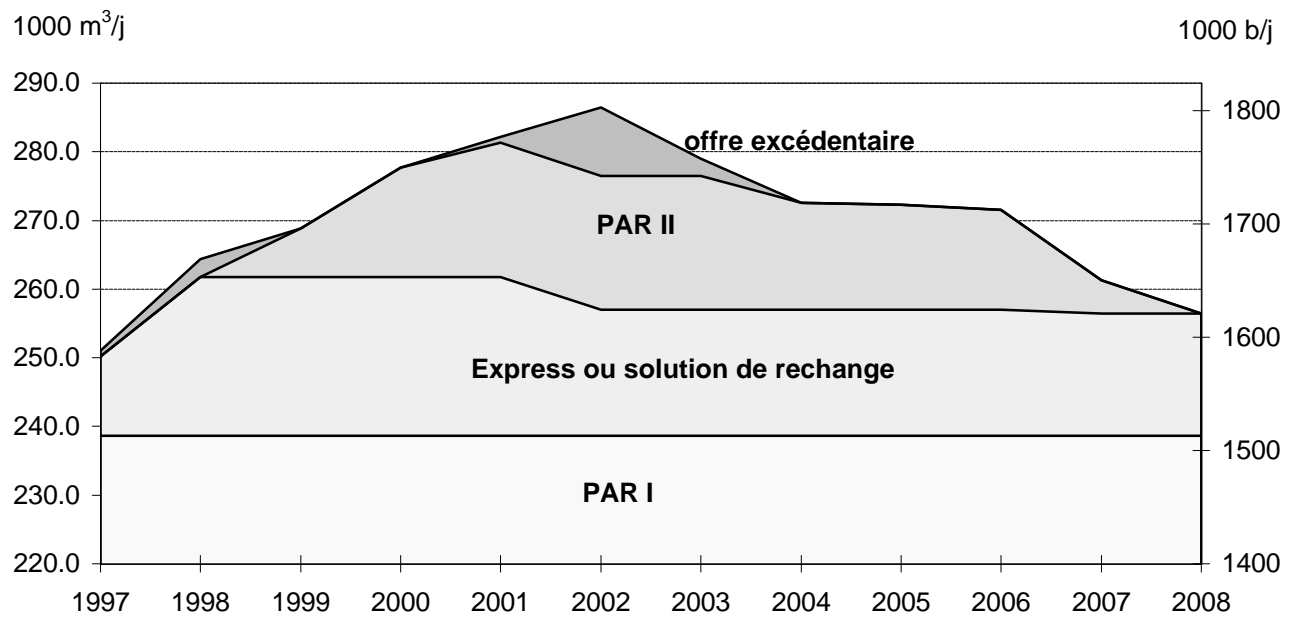
IPL a indiqué que son réseau pourrait profiter directement des augmentations futures de la demande dans le PADD II, et que les coûts du transport seraient inférieurs à ceux d'autres destinations dans le même district, telles que Wood River. IPL a aussi souligné que le PADD II demeurerait un marché de choix parce que le pétrole brut canadien y trouve une capacité de raffinage de 412 700 m³/j (2,6 millions b/j), contre 79 400 m³/j (500 000 b/j) dans le PADD IV, et que les livraisons dans le PADD II rapportent de meilleures rentrées nettes.

IPL a déclaré que, si les installations projetées sont approuvées et opérationnelles d'ici à 1999, la répartition imposée du pétrole brut serait réduite, le temps d'acheminement serait moins long, le mélange des interfaces serait moindre, et des volumes plus élevés de pétrole brut lourd pourraient être acheminés.

IPL a affirmé que le PAR II a recueilli un appui général sans précédent. Au nombre des partisans du projet figurent 29 expéditeurs, représentant plus de 87 % des volumes transportés par IPL, les gouvernements de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Alberta, l'ACPP et la Small Explorers and Producers Association of Canada, ainsi qu'un certain nombre de raffineurs.

Pour ce qui concerne les LGN, IPL a souligné que les expéditeurs auraient avantage à diversifier leurs marchés, étant donné que le principal marché des LGN, soit Sarnia, est proche du point de saturation. IPL a indiqué qu'il serait possible de concevoir une configuration qui obvie au besoin de réservoirs de dégagement à Superior, et donc réduirait considérablement ce qu'il en coûte pour assurer aux LGN, ou leurs composantes, et à d'autres produits enrichis un meilleur accès à d'autres marchés.

Le Groupe des expéditeurs et Koch étaient d'accord avec l'évaluation de la demande qu'IPL a fournie à l'appui de son projet d'agrandissement et ont déclaré qu'il faut une capacité pipelinère supplémentaire pour desservir le nord du PADD II, qui est le principal marché du pétrole brut de l'Ouest canadien.



Note : les acheminements assurés par Express sont supposés atteindre la capacité retenue par contrat.

Au cours de l'audience, Express a soulevé la question des effets que son projet pipelinier pourrait avoir sur le besoin des installations du PAR II. Express a reproché à IPL de ne pas avoir pris le projet Express en considération dans sa demande.

Express a aussi indiqué qu'IPL n'avait pas traité de l'impact éventuel du renversement de la canalisation 9, ni présenté une analyse de l'offre, de la demande, des coûts ou des rentrées nettes pour les LGN dans les zones du marché auxquelles les installations du PAR II auraient accès. En outre, Express a soutenu que les lettres d'appui déposées par les compagnies ne prévoyaient pas d'engagements en matière de débit.

5.2.4 Caractère suffisant de la capacité en aval

IPL a souligné que, parallèlement à son projet, il faudrait mener un programme d'agrandissement du réseau Lakehead à un coût estimatif de 312 millions de dollars (US). La construction du tronçon de Lakehead est assujettie à l'approbation de plusieurs organismes de réglementation américains. IPL a déposé des renseignements détaillés concernant la nature des approbations à obtenir et le calendrier connexe. En outre, IPL a indiqué que Lakehead était en négociation avec les propriétaires fonciers et que les négociations semblaient bien aller. IPL a aussi témoigné que le processus d'approbation du projet Lakehead allait bon train et qu'on pouvait envisager une date de mise en service dans la deuxième moitié de 1998.

Express a fait valoir que les nouvelles installations de Lakehead ne seraient pas en place avant la fin de 1998 et a demandé à l'Office s'il était prudent d'autoriser le PAR II aussi longtemps avant que les installations requises en aval soient disponibles.

Koch a indiqué qu'il serait bon pour les producteurs canadiens et les expéditeurs d'IPL de savoir avec certitude qu'une capacité de transport supplémentaire entrera en service dans la deuxième moitié de 1998 ou vers la fin de 1998.

5.2.5 Droits, rentrées nettes et recettes des producteurs

Pour justifier son projet d'agrandissement, IPL a présenté une preuve au sujet de l'incidence prévue de la construction des installations du PAR II sur les droits, les rentrées nettes et la valeur nette actualisée des recettes des producteurs. IPL a montré que, toutes choses étant égales par ailleurs, le projet aurait pour effet de réduire les rentrées nettes des producteurs d'un montant égal à l'augmentation de droits entraînée par l'agrandissement. IPL a indiqué que, abstraction faite des effets de l'EPR, les droits qu'elle exigerait pour le transport du pétrole brut lourd, après l'achèvement du PAR II, seraient de 2,84 \$ le mètre cube moins chers que ceux d'Express pour les livraisons à Wood River et de 10,28 \$ le mètre cube moins chers que les droits d'Express pour les livraisons à Chicago.

IPL a souligné qu'à lui seul son projet d'agrandissement accroîtrait d'environ 1,8 milliard de dollars la valeur nette actualisée des recettes du secteur de la production. Si le PAR II et le projet Express étaient tous deux réalisés et qu'Express commençait à expédier les quantités prévues à ses contrats, la valeur nette actualisée des recettes du secteur de la production n'augmenterait que de 695 millions de dollars. Dans ce cas, il n'y aurait pas d'expéditions supplémentaires de pétrole et le transport de

certaines volumes dans le réseau Express, où les droits seraient plus élevés, se traduirait par moins de rentrées nettes.

Opinion de l'Office

De l'avis de l'Office, les prévisions d'IPL démontrent que des approvisionnements adéquats en pétrole brut seraient disponibles pour l'agrandissement projeté.

L'Office estime qu'avec l'élimination des contraintes du marché pour le pétrole lourd, le marché du PADD II est en mesure d'absorber des quantités supplémentaires de brut de l'Ouest canadien, étant donné la capacité de raffinage qui y existe déjà et le fait que ces raffineurs pourrait traiter des volumes additionnels de pétrole brut lourd. L'Office trouve que l'appui considérable que les expéditeurs, les gouvernements provinciaux et d'autres intervenants de l'industrie accordent au projet prouve l'existence de marchés à exploiter et permet de croire que les installations proposées seront fortement utilisées. L'Office reconnaît que la répartition imposée actuelle sur IPL indique qu'une capacité additionnelle est nécessaire et que ces installations aideront à lever la répartition imposée.

En ce qui a trait aux installations en aval, l'Office est convaincu que les parties touchées chercheront à obtenir en temps voulu les autorisations pertinentes des organismes de réglementation. Il juge raisonnable que la demande ait été présentée quand elle l'a été.

Chapitre 6

Dispositif

Les chapitres qui précèdent constituent notre décision et nos motifs de décision pour la demande déposée devant l'Office dans le cadre de l'instance OH-1-96. L'Office juge raisonnable l'information fournie par IPL au sujet de l'offre et des marchés. De plus, il estime que la conception des installations liées à la phase II du programme d'agrandissement du réseau permettra de répondre à la demande de capacité supplémentaire sur le réseau d'IPL.

En ce qui touche les questions liées à la Partie IV, l'Office a autorisé pour la phase II du programme d'agrandissement une méthode de conception des droits basée sur l'intégration des droits. Par ailleurs, il estime que les frais d'immobilisations et d'exploitation liés au projet représentent un rajustement spécial suivant l'alinéa 7.1a)(i) des principes de règlement qu'IPL a déposés à l'appui de sa demande concernant des droits incitatifs (février 1995), demande que l'Office a approuvée aux termes de l'ordonnance TO-1-95. L'Office approuve également les modalités de l'entente de partage des risques.

Selon l'Office, la preuve fournie indique une forte probabilité que les installations seront utilisées à un niveau raisonnable, et qu'elles sont et demeureront d'utilité publique. Par conséquent, l'Office recommandera au gouverneur en conseil qu'un certificat soit délivré. Le certificat sera assorti des conditions énoncées à l'annexe II.

R. L. Andrew
membre président

A. Côté-Verhaaf
membre

J.A. Snider
membre

Calgary (Alberta)

Juillet 1996

Annexe I

Tableau des installations

station	appareils	description
Edmonton à Hardisty	canalisation 1	pipeline d'un d.e. de 508 mm
Edmonton	1.1, 1.2, 1.3, 1.4 canalisation 1 13.1, 13.2, 13.3 canalisation 13	ajout d'un appareil patin d'injection d'ART transfert d'une station existante patin d'injection d'ART
Kingman	13.1, 13.2 canalisation 13	transfert d'une station existante patin d'injection d'ART
Strome	1.1 1.2 1.3	modif. d'une pompe, rempl. d'un moteur rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil
Hardisty	1.1, 1.2, 1.3 1.4 canalisation 1	rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil patin d'injection d'ART
Metiskow	13.1, 13.2 canalisation 13	transfert d'une station existante patin d'injection d'ART
Cactus Lake	1.1 1.2 1.3	modif. d'une pompe, rempl. d'un moteur rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil
Kerrobot	1.1, 1.2, 1.3 1.4 canalisation 1	rempl. pompe et moteur modif. d'une pompe, rempl. d'un moteur patin d'injection d'ART
Hershel	13.1, 13.2 canalisation 13	transfert d'une station existante patin d'injection d'ART
Milden	1.1 1.2, 1.3 canalisation 1	rempl. pompe et moteur modif. d'une pompe, rempl. d'un moteur patin d'injection d'ART
Loreburn	1.1, 1.2 1.3, 1.4 canalisation 1	rempl. pompe et moteur ajouts d'appareil patin d'injection d'ART

Craik	13.1, 13.2 canalisation 13	transfert d'une station existante patin d'injection d'ART
Bethune	1.1 1.2 1.3 canalisation 1	modif. d'une pompe, rempl. d'un moteur rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil patin d'injection d'ART
Regina	1.1, 1.2	rempl. pompe et moteur
White City	1.1 1.2	rempl. d'une pompe, transfert d'un moteur rempl. pompe et moteur
Odessa	1.1 1.2 1.3	rempl. d'une pompe, transfert d'un moteur rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil
Glenavon	1.1 1.2, 1.3 canalisation 1	rempl. d'une pompe, transfert d'un moteur rempl. pompe et moteur patin d'injection d'ART
Langbank	1.1 1.2, 1.3 canalisation 1	rempl. d'une pompe, transfert d'un moteur modif. d'une pompe, rempl. d'un moteur patin d'injection d'ART
Cromer	1.1 1.2 1.3 canalisation 1 canalisation 2	rempl. d'une pompe rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil patin d'injection d'ART réchauffeur de canalisation
West Souris	1.1 1.2 1.3 canalisation 1	rempl. d'une pompe, transfert d'un moteur rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil patin d'injection d'ART
Souris	2.3 2.5	modif. d'une pompe ajout d'un appareil
Glenboro	1.1 1.2 1.3, 2.6 2,1 canalisation 1	modif. d'une pompe modif. d'une pompe, rempl. d'un moteur ajout d'un appareil rempl. pompe et moteur patin d'injection d'ART

Manitou	1.1 1.2, 2.1, 2.2, 2.3 1.3 canalisation 1	rempl. d'une pompe, transfert d'un moteur rempl. pompe et moteur ajout d'un appareil patin d'injection d'ART
Gretna	1.1 1.2 1.3 2.4	rempl. d'une pompe, transfert d'un moteur rempl. d'une pompe modif. d'une pompe ajout d'un appareil

Annexe II

Conditions du certificat

Sauf avis contraire de la part de l'Office,

1. IPL doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, méthodes, recommandations et procédures pour la protection de l'environnement comprises ou mentionnées dans sa demande, à l'exception des ajustements ou changements mineurs à ces méthodes, procédures et recommandations qui peuvent résulter de l'état du site au moment de la construction. Ces modifications mineures seront étudiées par l'inspecteur en environnement d'IPL qui se trouve sur place et, si le même degré de protection environnementale est maintenu, elles peuvent être appliquées sans qu'IPL soit tenue d'obtenir l'approbation préalable de l'Office. Les autorités fédérales, provinciales et(ou) locales pertinentes seront consultées au besoin.
2. IPL doit, dans les 15 jours avant le début des travaux de construction du franchissement du ruisseau Eagle, signaler à l'Office les résultats des consultations qu'elle a tenues avec les autorités provinciales et le ministère des Pêches et des Océans.
3. IPL doit, dans les 15 jours avant le début du programme des essais hydrostatiques, déposer auprès de l'Office une copie des permis l'autorisant à prélever et à éliminer l'eau servant aux essais.
4. IPL doit, dans les 30 jours après que l'autorisation de mise en service a été donnée, mener des études des niveaux de bruit à chaque station de pompage là où des appareils de pompage supplémentaires ont été ajoutés, et en déposer les résultats auprès de l'Office. Les études comprendront les mesures des niveaux de bruit réels à des intervalles le long de la clôture de la station et à 15 m de la résidence la plus proche.
5. IPL doit, aux termes de l'article 58 du *Règlement sur les pipelines terrestres* de l'Office (le «Règlement»), déposer auprès de l'Office un rapport environnemental postérieur à la construction dans les six mois suivant la date à laquelle la cessation d'exploitation a été complétée. Le rapport précisera les questions environnementales qui se sont posées à la date de dépôt du rapport et :
 - a) indiquera les questions résolues et celles qui ne le sont pas;
 - (b) décrira les mesures qu'IPL se propose de prendre pour résoudre les questions environnementales non résolues.
6. IPL doit, aux termes de l'article 58 du Règlement, déposer auprès de l'Office, avant le 31 décembre suivant chacune des deux premières saisons de croissance après le dépôt du rapport mentionné à la condition 5, déposer un rapport contenant :
 - a) une liste des questions environnementales qui ont été signalées comme non résolues dans le rapport, et des questions qui se sont posées après la date de dépôt du rapport;

- b) une description des mesures qu'IPL se propose de prendre pour résoudre les questions environnementales non résolues.
7. IPL doit, au moins 10 jours avant le début des travaux de construction des installations pipelinières approuvées entre Edmonton et Hardisty, déposer auprès de l'Office les résultats des études des richesses patrimoniales mentionnées dans la demande, y compris les mesures d'évitement ou d'atténuation connexes.
 8. IPL doit, avant le début des travaux de construction:
 - a) signifier les études des richesses patrimoniales à l'*Alberta Community Development* et à la *Saskatchewan Heritage Branch*;
 - b) obtenir l'avis de chaque organisme provincial mentionné au paragraphe a) ci-dessus, concernant le caractère acceptable ou non acceptable de ces études;
 - c) signaler à l'Office les avis de chaque organisme provincial mentionné au paragraphe a) ci-dessus, ou l'inaptitude d'IPL à obtenir un avis, de vive voix ou par écrit, de l'un ou l'autre de ces organismes.
 9. IPL doit déposer auprès de l'Office des renseignements de conception détaillés concernant le réchauffeur de la canalisation 2B au moins 10 jours avant la date prévue de mise en service du réchauffeur.
 10. Le présent certificat expirera le 1^{er} juillet 1999 à moins que les travaux de construction et de mise en place des installations projetées n'aient débuté à cette date.