



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Pipeline Interprovincial Inc.

OH-1-98

Juin 1998

**Installations et méthode de
conception des droits**

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Pipeline Interprovincial Inc.

Demande en date du 2 décembre 1997, dans sa version modifiée, concernant la phase I du programme d'agrandissement Terrace

OH-1-98

juin 1998

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1998
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/1998-3F
ISBN 0-662-82943-3

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
Courrier électronique: orders@neb.gc.ca
Télécopieur: (403) 292-5503
Téléphone: (403) 292-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :

Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1998
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/1998-3E
ISBN 0-662-26864-4

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) 292-3562
1-800-899-1265

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 tableaux	ii
Abréviations et définitions	iii
Exposé et comparutions	v
1. Introduction	1
1.1 La demande	1
1.2 Évaluation environnementale	2
2. Installations	4
2.1 Exploitation actuelle et proposée	4
2.2 Installations visées par la demande	5
2.3 Intégrité	7
2.3.1 Canalisation 4 - Capacité d'inspection interne	7
2.3.2 Canalisation 13 - Tronçons inutilisés	7
2.3.3 Canalisation 2 - Écoulement laminaire	8
2.4 Solutions de remplacement au programme d'agrandissement proposé	8
2.5 Caractère adéquat de la capacité en aval	10
3. Aspects environnementaux et questions foncières	11
3.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations	11
3.1.1 Choix du tracé	11
3.1.2 Choix de l'emplacement des installations permanentes	11
3.2 Besoins en terrains et acquisitions de terres	12
3.3 Aspects environnementaux	12
4. Approvisionnement, marchés et questions économiques	14
4.1 Approvisionnement	14
4.2 Marchés	16
4.2.1 Demande	16
4.2.2 Pétrole brut de l'Ouest canadien mis à la disposition d'IPL	16
4.2.3 Débit	18
4.3 Viabilité économique	18
4.3.1 Appui accordé au projet	19
5. Conception des droits et questions financières	20
6. Dispositif	21

Liste des tableaux

2-1	Affectation des produits aux canalisations	4
2-2	Capacités de débit annuelles	5
2-3	Solutions de remplacement au programme d'agrandissement proposé	9
4-1	Prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien qui sera mise à la disposition d'IPL	17

Liste des figures

1-1	Pipeline Interprovincial Inc. Programme d'agrandissement Terrace - Phase I	3
4-1	Prévision d'IPL concernant la production de pétrole brut de l'Ouest canadien	15

Liste des tableaux

I	Liste des questions	22
II	Entente sur les droits liés au programme Terrace	23
III	Exploitation du réseau d'IPL	34
IV	Conditions du certificat	35
V	Ordonnance XO-J1-16-98	39
VI	Ordonnance AO-1-XO-J1-10-98	41

Abréviations et définitions

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
b/j	barils par jour
baril	Un baril égale approximativement 0,16 m ³ .
BK	borne kilométrique
canalisation 14	Un oléoduc que Lakehead construit actuellement entre Superior (Wisconsin) et la région de Chicago (Illinois).
canalisation 9	Un pipeline d'IPL qui s'étend de Sarnia, en Ontario, à Montréal, au Québec.
D.E.	diamètre extérieur
Directives sur les règlements négociés	<i>Les Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs</i> , diffusées par l'Office en 1994.
écoulement laminaire	Un régime d'écoulement où les fluides dans une conduite se déplacent en couches parallèles et présentent un profil de vitesse parabolique (c'est-à-dire que les fluides ont une vitesse zéro le long de la paroi, et une vitesse maximale au centre de la conduite).
Express	Express Pipeline Ltd.
IPL	Pipeline Interprovincial Inc.
km	kilomètre
Lakehead	Lakehead Pipe Line Partners, L. P.
LCÉE	<i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale</i>
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
m ³ /j	mètres cubes par jour
mm	millimètre
Office	Office national de l'énergie
OH-1-96	Pipeline Interprovincial Inc., Demande relative à la phase II du programme d'agrandissement du réseau, motifs de décision en date de juillet 1996.

OH-2-97	Pipeline Interprovincial Inc., Demande relative au projet de renversement de la canalisation 9, motifs de décision en date de décembre 1997.
OSE	Brut léger sulfureux de synthèse produit à l'usine d'exploitation de sables bitumineux de Suncor Inc. à Fort McMurray, en Alberta.
PADD	Petroleum Administration for Defence Districts, établis aux États-Unis
PAR II	Phase II du programme d'agrandissement du réseau de Pipeline Interprovincial Inc., approuvée par l'Office dans le cadre de l'instance OH-1-96.
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.
pétrole brut lourd	Terme collectif désignant le pétrole brut lourd et le bitume.
Phase I du programme Terrace	Phase I du programme d'agrandissement Terrace de Pipeline Interprovincial Inc.
rentées nettes	Prix à l'unité qu'un producteur reçoit pour la vente de pétrole brut, moins les frais applicables, c'est-à-dire habituellement les frais de transport et de commercialisation.
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

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

RELATIVEMENT À une demande datée du 2 décembre 1997, modifiée le 31 mars 1998, que Pipeline Interprovincial Inc. a présentée en vue d'obtenir un certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi, une ordonnance aux termes de l'article 58 de la Loi visant certaines installations connexes, une ordonnance en vertu de l'article 21 de la Loi en vue de la modification de l'ordonnance XO-J1-10-98 de l'Office ainsi qu'une ordonnance aux termes de la Partie IV de la Loi concernant la méthode proposée de conception des droits;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience OH-1-98 de l'Office national de l'énergie.

ENTENDU à Calgary, en Alberta, les 15 et 16 avril 1998.

DEVANT :

R.J. Harrison	membre président
J.A. Snider	membre
D. Valiela	membre

COMPARUTIONS :

G.M. Nettleton	Pipeline Interprovincial Inc.
K.F. Miller	Association canadienne des producteurs pétroliers
S.H. Castonguay	Compagnie des pétroles Amoco Canada Limitée
L.G. Keough	Express Pipeline Ltd.
D. Armstrong	Imperial Oil Limited
P. Kahler	PanCanadian Petroleum Limited
J. Ellis	Shell Canada Limitée
B. Netzel	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
M.A. Fowke G. Delisle	Avocats de l'Office

Chapitre 1

Introduction

1.1 La demande

Dans une lettre datée du 2 décembre 1997, modifiée le 31 mars 1998, Pipeline Interprovincial Inc. («IPL») a sollicité de l'Office national de l'énergie (l'«Office») :

- a) aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*¹ (la «Loi»), un certificat d'utilité publique concernant les installations d'une nouvelle canalisation;
- b) aux termes de l'article 58 de la Loi, une ordonnance exemptant des exigences des articles 30, 31 et 47 de la Loi l'ensemble des ajouts, remplacements et modifications de pompes, ainsi que les installations et la tuyauterie de station s'y rapportant;
- c) aux termes de l'article 21 de la Loi, une ordonnance modifiant l'ordonnance XO-J1-10-98 de l'Office pour autoriser la compagnie à changer l'emplacement de certaines installations de gares de racleur;
- d) aux termes de la partie IV de la Loi, une ordonnance approuvant la méthode de conception des droits.

La phase I du programme d'agrandissement Terrace d'IPL («Phase I du programme Terrace») comporte la construction de 15 nouveaux tronçons de canalisation de 914 millimètres («mm») (36 po) de diamètre extérieur («D.E.»), destinés à relier des tronçons établis de 1 219 mm (48 po) de D.E. afin de former un cinquième oléoduc («canalisation 4») entre Kerrobert (Saskatchewan) et la frontière internationale près de la station de pompage d'IPL à Gretna (Manitoba). Les installations visées par la demande incluent 619 kilomètres («km») (385 milles) de canalisation, 19 ajouts d'unités de pompage, 15 installations de connexion et l'équipement de station connexe. Quelque 373 km (232 milles) de canalisation seraient aménagés sur les servitudes établies d'IPL, et 246 km (153 milles) exigeraient l'acquisition de nouvelles servitudes adjacentes à celles-ci.

On estime à 610 millions \$ le coût en capital des installations de la phase I du programme Terrace. La nouvelle canalisation serait censée entrer en exploitation d'ici le 31 janvier 1999, et toutes les installations de pompage devraient être mises en service au plus tard le 1^{er} septembre 1999. Les installations proposées permettraient d'accroître d'environ 27 000 mètres cubes (170 000 barils) par jour le débit du réseau d'IPL.

IPL a indiqué dans sa demande initiale que, à la demande de l'Association canadienne des producteurs pétroliers («ACPP»), elle entamerait des négociations concernant l'adoption éventuelle d'une nouvelle méthode de conception des droits pour la phase I du programme Terrace. Dans l'intérim, IPL a demandé que les droits associés à la phase I soient conçus selon un modèle qui intègre les coûts des nouvelles installations aux droits établis pour les installations déjà en place; elle a aussi demandé que

¹ S.R.C. 1985, chap. N-7.

ces droits soient traités comme un ajustement spécial, tel que défini à l'alinéa 7.1a)(i) des Principes de règlement qu'IPL a présentés à l'appui de sa demande concernant des droits incitatifs, approuvée par l'Office suivant l'ordonnance TO-1-95.

Le 15 avril 1998, IPL a présenté à l'Office une entente sur les droits (datée du 14 avril 1998) qu'elle a négociée avec l'ACPP. IPL a indiqué que cette entente se traduirait par des droits justes et raisonnables, et que l'Office devrait en approuver les modalités en vertu de la partie IV de la Loi et conformément aux *Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs* («Directives sur les règlements négociés») publiées par l'Office en 1994. Dans une lettre datée du 15 avril 1998, l'Office a invité les parties à l'instance et les expéditeurs sur le réseau d'IPL à formuler leurs commentaires sur l'entente. L'Office n'a reçu aucun commentaire. Une copie de l'entente se trouve à l'annexe II¹.

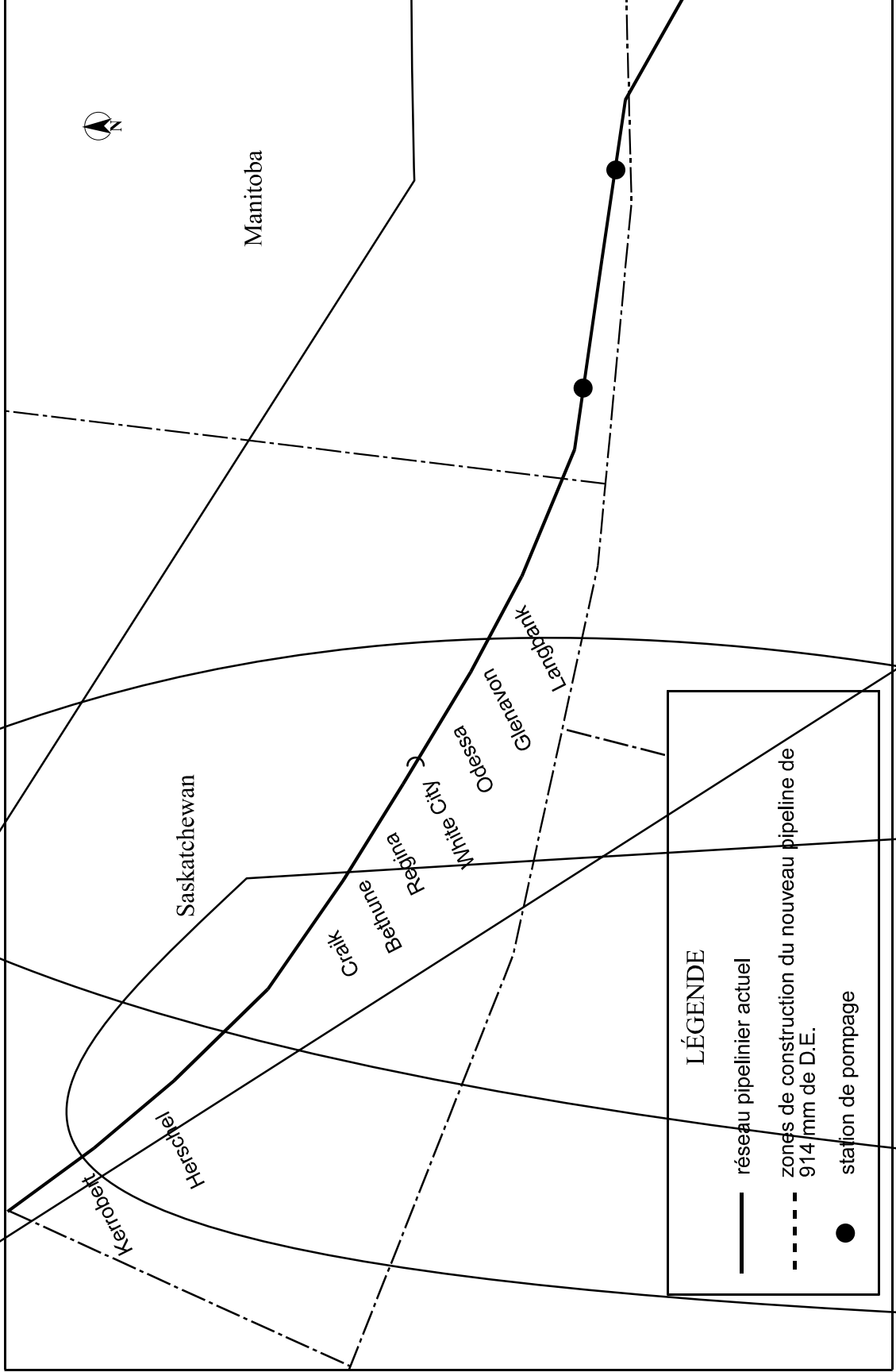
1.2 Évaluation environnementale

L'Office a mené un examen environnemental préalable pour les installations visées par la demande, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* («LCÉE»). Ce faisant, il a veillé à ce qu'il n'y ait pas de chevauchement entre les exigences de la LCÉE et sa propre démarche de réglementation.

L'Office a déterminé que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées par IPL et de celles qui sont énoncées dans les conditions ci-jointes, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement. Cette décision est rendue conformément à l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE.

¹ Veuillez noter que le texte de l'entente, tel qu'il figure à l'annexe II, a été incorporé par voie électronique dans les présents Motifs de décision à partir d'un fichier fourni par IPL et que, par conséquent, l'Office ne peut s'assurer qu'il n'y a pas d'écart entre ce texte et le texte officiel de l'entente. S'il existe des écarts, l'Office recommande aux lecteurs de consulter le document original, qui constitue la version officielle.

Figure 1-1
Pipeline Interprovincial Inc.
Programme d'agrandissement Terrace - Phase I



Chapitre 2

Installations

2.1 Exploitation actuelle et proposée

L'exploitation actuelle et proposée du réseau d'IPL est illustrée à l'annexe III et résumée ci-après. Actuellement, une grande partie du réseau d'IPL entre Edmonton (Alberta) et Gretna fonctionne en doublement, c'est-à-dire que le débit du produit passe à une canalisation de diamètre supérieur en amont de chaque station de pompage, pour ainsi accroître la capacité de chaque canalisation. Du côté refoulement de chaque station de pompage, le produit retourne dans une canalisation du diamètre d'origine.

Dans le cadre de la phase I du programme Terrace, la configuration actuelle en doublement serait remplacée par une exploitation directe pour les canalisations 2 et 13 et une partie de la 3. Cet abandon du doublement entraînerait une réduction de la capacité de ces canalisations. L'exploitation directe proposée permettrait de combiner les tronçons établis de 1 219 mm (48 po) de D.E. de la canalisation 3 actuelle avec les 15 tronçons proposés de 914 mm (36 po) de D.E., afin de former la nouvelle canalisation 4. Les canalisations 3 et 4 seraient alors exploitées en doublement partiel entre Edmonton et Kerrobert, et en mode direct en aval de Kerrobert. La canalisation 2 partirait de la station de Kerrobert.

IPL a également proposé d'invertir les produits transportés par les canalisations 2 et 3. La canalisation 2 transporterait du brut lourd (en écoulement laminaire), ce qui réduirait encore plus la capacité de cette canalisation. La canalisation 3 transporterait des produits légers et moyens. La canalisation 4 proposée serait exploitée pour le transport du brut lourd. Le tableau 2-1 indique les produits actuels et proposés que chaque canalisation transporterait après la phase I du programme Terrace.

Tableau 2-1
Affectation des produits aux canalisations

Canal.	<u>Sans la phase I du programme Terrace</u>	<u>Avec phase I du programme Terrace</u>
1	Liquides de gaz naturel, synthétiques, lubrifiants légers, léger non sulfuré.	Liquides de gaz naturel, synthétiques, lubrifiants légers, léger non sulfuré.
2	Léger non sulfuré, léger sulfureux, condensats, OSE, Midale, Sarnia Special, mélanges de bruts légers sulfureux.	Lourd.
3	Lourd, Bow River, léger non sulfuré, léger sulfureux.	Léger non sulfuré, léger sulfureux, condensats, Midale, synthétiques légers, Sarnia Special, mélange de bruts légers sulfureux.
4	Sans objet.	Lourd, Bow River, léger sulfureux, Midale, synthétiques lourds.
13	Produits raffinés, synthétiques.	Produits raffinés, synthétiques.

Ensemble, l'abandon du doublement, la création de la canalisation 4 et les réaffectations de produits produiraient les changements de capacité du réseau indiqués au tableau 2-2.

Tableau 2-2
Capacités de débit annuelles
(000 m³/j)

Canal	Actuelle	Après phase I Terrace	Changement
1	49,5	49,5	0
13	31,0	27,8	(3,2)
2	79,5	25,0	(54,5)
3	99,1	81,2	(17,9)
4	0	102,1	102,1
Total	259,1	285,6	26,5

2.2 Installations visées par la demande

Voici un résumé des ajouts et des modifications aux installations, par numéro de canalisation.

- Canalisation 1 - aucun changement.
- Canalisation 2 - ajout de pompes et de moteurs à deux stations avec agrandissement connexe du bâtiment, déménagement de pompes et de moteurs à cinq stations, et modification des tuyaux de livraison et d'injection à deux stations.
- Canalisation 3 - modification de tuyauterie à six stations de la canalisation 2 et modification des tuyaux de livraison et d'injection à trois stations.
- Canalisation 4 - construction d'environ 619 km de tronçons de 914 mm de D.E. avec vannes de sectionnement connexes, 15 installations de connexion, ajout d'unités de pompage à trois stations (trois nouvelles pompes à chaque station) et agrandissements nécessaires des bâtiments, modifications de tuyauterie et d'unité à 15 stations, remplacements de pompes et de moteurs à quatre stations et modification des tuyaux de livraison et d'injection à deux stations.

Pour ce qui est des installations de station, IPL a demandé, en vertu de l'article 58 de la Loi, une ordonnance pour que soit exempté des exigences des articles 30, 31 et 47 de la Loi l'ensemble des ajouts, remplacements et modifications de pompe et les installations et tuyauterie de station connexes (indiqués en détail à l'appendice A de l'annexe V).

IPL a également demandé une ordonnance de modification en vertu de l'article 21 de la Loi, en vue de changer l'emplacement d'installations de gare de racleur pour canalisation de 1 219 mm de D.E., que

l'Office avait antérieurement approuvées¹. IPL a maintenant l'intention d'utiliser ces installations dans le cadre de la phase I du programme Terrace. Trois gares de réception de racleur seront installées aux stations Herschel, Glenboro et Glenavon, comme on le prévoyait à l'origine, et les trois autres gares de lancement de racleur seront installées aux stations Loreburn, Craik et Odessa. De plus, sept gares de lancement de racleur existants pour canalisation de 1 219 mm de D.E. seraient démontées et entreposées pour utilisation future, à l'exception d'une gare de lancement qui serait déménagée et installée à la station Souris.

Les canalisations 2 et 13 et une partie de la canalisation 3 seront exploitées en mode direct, ce qui se traduirait par la mise hors service de la tuyauterie de raccordement actuelle. IPL a déclaré lors de l'audience son intention d'enlever à peu près toute la tuyauterie de raccordement et confirmé qu'elle présenterait une demande à l'Office pour l'enlèvement de cette tuyauterie.

Au chapitre des franchissements de rivières, IPL a affirmé qu'elle évaluait la faisabilité d'un forage dirigé pour les rivières Saskatchewan-sud, Qu'Appelle et Souris avant de prendre une décision finale sur la méthode de franchissement à employer pour chacun de ces endroits. IPL a précisé qu'elle tiendrait compte des facteurs de fiabilité géotechnique, de constructibilité, de protection de l'environnement et de coût pour établir la méthode de franchissement à privilégier pour chacune de ces rivières.

IPL a déclaré que la conception et la construction de la phase I du programme Terrace seraient conformes au *Règlement sur les pipelines terrestres*² de l'Office et respecteraient ou surpasseraient les exigences de l'édition de 1996 de la norme Z662, *Réseaux de canalisations de gaz et de pétrole*, de l'Association canadienne de normalisation. IPL a également indiqué que le coût en capital des installations de la phase I du programme Terrace, estimé à 610 millions \$, reposait sur une combinaison de propositions de prix de matériel estimatives et réelles et sur des coûts historiques de construction.

Opinion de l'Office

Le maintien de l'intégrité de la tuyauterie de raccordement inutilisée après l'abandon du doublement du réseau d'IPL pourrait préoccuper l'Office, mais ce dernier a appris qu'IPL présentera une demande pour l'enlèvement de cette tuyauterie dans un délai raisonnable. Si IPL devait choisir de ne pas enlever la tuyauterie de raccordement, l'Office lui rappelle qu'en vertu du paragraphe 53(1) du *Règlement sur les pipelines terrestres*, IPL devrait présenter une demande de mise hors service si elle prévoit mettre cette tuyauterie hors service pour 12 mois ou plus.

L'Office est d'avis que pour les rivières Saskatchewan-sud, Qu'Appelle et Souris, le forage dirigé représente la méthode de franchissement à privilégier sur le plan environnemental. L'Office se rend compte que cette méthode comporte des contraintes, par exemple au plan des préoccupations géotechniques et du coût, mais il n'est pas disposé à accorder une autorisation générale aux autres méthodes de franchissement

¹ Ordonnance de l'Office X0-J1-10-98.

² DORS 89-303.

proposées par IPL en l'absence de données sur la faisabilité du forage dirigé. L'Office demande donc à IPL de produire un rapport sur la faisabilité du forage dirigé dans ces rivières et d'obtenir l'autorisation de l'Office pour la méthode de franchissement de chaque rivière avant de procéder aux travaux de construction dans chaque emplacement.

L'Office est d'avis que les installations proposées pour la phase I du programme Terrace conviennent à l'objet du service proposé et que l'ensemble des activités de conception et de construction respectera les normes et les exigences réglementaires pertinentes. De plus, l'Office estime que les coûts liés aux installations sont raisonnables.

2.3 Intégrité

2.3.1 Canalisation 4 - Capacité d'inspection interne

Pour s'assurer que la canalisation 4 puisse se prêter à une inspection interne complète, IPL prévoyait au départ employer des outils d'inspection interne distincts pour les tronçons proposés de 914 mm de D.E. et les tronçons établis de 1 219 mm de D.E. Afin de faciliter cette activité, IPL a présenté une demande d'installation de gares de racleur à chaque point de connexion entre les deux diamètres de canalisation. Plus tard, IPL a établi que le progrès de la technologie des outils d'inspection interne permettrait la mise au point d'un seul outil pour l'inspection de tuyaux des deux diamètres différents, et elle a donc modifié sa demande pour utiliser des installations de gare de racleur déjà approuvées, décrites à la section 2.2.

2.3.2 Canalisation 13 - Tronçons inutilisés

Lors de l'audience, l'Office a interrogé IPL sur la situation actuelle de la canalisation principale de 406 mm (16 po) de D.E. de la canalisation 13, et des tronçons de doublement de 610 mm (24 po) de D.E. de la canalisation 2, entre Regina (Saskatchewan) et Gretna. IPL a répondu que de la fin de 1994 jusqu'en mai 1997, la canalisation 13 avait été exploitée en débit parallèle faisant appel à la fois à la canalisation principale de 406 mm de D.E. et aux doublements de 610 mm de D.E. À compter de mai 1997, la canalisation 13 a été exploitée en doublement, laissant inutilisés les tronçons de 406 mm de D.E. De mai 1997 jusqu'à maintenant, les tronçons inutilisés ont été remplis de brut léger et ont servi à faciliter le balancement du doublement lors de l'inspection interne des canalisations adjacentes. IPL a affirmé qu'après la mise en service des installations de la phase I du programme Terrace, la canalisation 13 serait exploitée en mode direct au moyen de la canalisation principale de 406 mm de D.E., et les doublements de 610 mm de D.E. serviraient à l'exploitation en mode direct de la canalisation 2. IPL a précisé que la canalisation 13 avait fait l'objet d'une inspection interne à haute résolution en 1995. À partir des résultats de cette inspection, la canalisation 13 a ensuite été examinée et réparée, et une inspection interne de suivi est prévue pour 2001. De plus, la canalisation 13 a fait l'objet d'un essai hydrostatique entre Regina et Cromer (Manitoba) en 1993, et entre Cromer et Gretna en 1994.

2.3.3 Canalisation 2 - Écoulement laminaire

IPL a indiqué son intention d'exploiter la canalisation 2 en régime d'écoulement laminaire, se disant au fait que le débit moins élevé associé à ce mode d'écoulement comporte des risques d'une corrosion interne accrue. IPL a déclaré avoir l'intention de relever la fréquence de ses inspections internes et d'employer des inhibiteurs pour contrôler la corrosion interne.

Opinion de l'Office

L'Office réalise qu'il n'existe pas actuellement d'outil d'inspection interne capable d'inspecter des canalisations des deux diamètres que prévoit utiliser IPL (914 et 1 219 mm de D.E.). Cependant, puisque IPL travaille actuellement à la mise au point d'un outil adapté aux diamètres de canalisation en question et qu'elle pourrait ne pas avoir à effectuer une inspection interne de la canalisation 4 avant plusieurs années, l'Office estime raisonnable de croire que le matériel d'inspection requis sera disponible lorsque le besoin se manifestera.

En raison du programme permanent de gestion de l'intégrité qu'applique IPL, ainsi que des inspections internes périodiques et des essais hydrostatiques, l'Office estime qu'IPL a bien tenu compte des problèmes éventuels d'intégrité liés aux tronçons inactifs de 406 mm de D.E. sur la canalisation 13.

IPL a convenu avec l'Office que l'exploitation proposée en écoulement laminaire de la canalisation 2 pourrait accroître le risque de corrosion interne. Toutefois, l'Office est d'avis que les renseignements qu'IPL a produits jusqu'à maintenant à propos de l'atténuation de la corrosion interne dans la canalisation 2 sont incomplets. L'Office demande donc à IPL de réévaluer son programme établi de contrôle de la corrosion interne sur la canalisation 2, en fonction d'éventuels problèmes de corrosion liés à l'écoulement laminaire, et de déposer les résultats de cet examen auprès de l'Office.

2.4 Solutions de remplacement au programme d'agrandissement proposé

Dans le cadre de sa demande, IPL a présenté une évaluation de huit solutions de remplacement pour ce qui est de la conception de la phase I du programme Terrace; celles-ci sont décrites au tableau 2-3.

IPL a consulté des représentants de l'industrie et effectué des comparaisons qualitatives et quantitatives de ces solutions de remplacement, afin d'établir la meilleure solution de conception. IPL a basé son évaluation sur les critères suivants :

- aptitude à satisfaire la demande de capacité à court et à long terme;
- capacité d'agrandissement et souplesse du réseau;
- fiabilité du réseau;
- exploitabilité du réseau;
- facteurs économiques, notamment la valeur actuelle des coûts en capital, les coûts d'exploitation et les économies d'exploitation, tant pour IPL que pour l'industrie.

Tableau 2-3
Solutions de remplacement au programme d'agrandissement proposé

<u>N°</u>	<u>Solution de</u> <u>Description</u>	<u>Installations pipelinières</u> <u>canadiennes nécessaires</u>	<u>Configuration</u>
1	Statu quo	Aucune	s/o
2	914 mm D.E. / 1 219 mm D.E. graduel	744 km de canal. 914 mm D.E. (619 km - Phase I)	Canal. 3 et nouv. canal. 914 mm D.E./1 219 mm D.E. pour transport de produits légers/moyens et lourds
3	660 mm D.E. graduel	1 066 km de canal. 660 mm D.E.	Canal. 3 et nouv. canal. 660 mm D.E. pour transport de brut lourd
4	762 mm D.E./ 1 219 mm D.E.	740 km de canal. 762 mm D.E.	Canal. 3 et nouv. canal. 762 mm D.E./1 219 mm D.E. pour transport de produits légers/moyens et lourds
5	610 mm D.E. une seule étape	1 066 km de canal. 406.4 mm D.E.	Canal. 3 et nouv. canal. 610 mm D.E. pour transport de brut lourd
6	prolongement des doublements 1 219 mm D.E. sur canalisation 3	743 km de canal. 1 219 mm D.E.	Aucun changement
7	Deux canalisations de 508 mm D.E.	2 138 km de canal. 508 mm D.E.	Canal. 3 et deux nouv. canal. 508 mm D.E. pour transport de produits moyens et lourds
8	1 067 mm D.E./ 1 219 mm D.E.	744 km de canal. 1 219 mm D.E.	Canal. 3 et nouv. canal. 1 067 mm D.E./1 219 mm D.E. pour transport de produits légers/moyens et lourds

IPL a retenu la solution n° 2 (914 mm D.E./1 219 mm D.E.) parce qu'elle répondrait aux besoins d'exploitation à court, moyen et long terme d'IPL, qu'elle représente une conception fiable et souple et qu'elle entraînerait le coût global le moins élevé pour l'industrie.

Opinion de l'Office

L'Office trouve pertinent de comparer des solutions viables aux fins de l'évaluation de l'opportunité d'une conception proposée. L'Office estime qu'IPL a évalué de manière satisfaisante les mérites de chaque solution de conception.

2.5 Caractère adéquat de la capacité en aval

Dans sa demande, IPL soulignait que Lakehead Pipe Line Partners, L. P. («Lakehead») a l'intention d'entreprendre un programme d'agrandissement simultané en complément de la phase I du programme Terrace d'IPL. D'ici janvier 1999, elle prévoit mettre en service environ 155 km (97 milles) de nouvelles canalisations de 914 mm de D.E. et de nouvelles pompes. Lakehead construira également deux réservoirs supplémentaires à son parc de stockage de Superior (Wisconsin), dont l'entrée en service est prévue pour septembre 1999. IPL a affirmé que son exploitation de la canalisation 4 ne serait pas touchée par d'éventuels retards dans le programme d'agrandissement de Lakehead, mais que la canalisation 2 ne pourrait pas entrer en service avant l'achèvement du programme de Lakehead. Un retard dans la construction des nouvelles canalisations de Lakehead pourrait éventuellement causer une réduction de capacité de 25 000 m³/j (157 000 b/j) pour le pétrole brut lourd. IPL a également confirmé que la capacité en aval de Superior serait de 36 000 m³/j (226 000 b/j) de moins que la capacité projetée jusqu'à l'entrée en service de la canalisation 14 de Lakehead. La canalisation 14 est en construction et devrait entrer en service en décembre 1998.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis qu'IPL prend des mesures raisonnables pour s'assurer que les installations requises en aval seront disponibles lorsque nécessaires.

Chapitre 3

Aspects environnementaux et questions foncières

3.1 Choix du tracé et de l'emplacement des installations

3.1.1 Choix du tracé

En choisissant le tracé de l'oléoduc proposé, IPL a cherché à réduire dans la mesure du possible le nombre de nouveaux terrains touchés et la superficie perturbée. Par conséquent, elle a généralement préféré l'emprise existante à des tracés de rechange, pour les raisons suivantes :

- l'emprise établie est en service depuis environ 40 ans et elle est bien connue de toutes les parties;
- on trouve en général des aires de manoeuvre adéquates le long du tracé;
- l'emprise établie ne présente pas de contraintes sur le plan environnemental ou socio-économique qui ne peuvent être atténuées ou redressées;
- le fait d'élargir une emprise existante ajouterait aux effets que celle-ci exerce déjà sur l'environnement, mais un nouveau tracé toucherait de nouveaux terrains et augmenterait la superficie perturbée;
- on peut assurer plus efficacement la surveillance et l'entretien de pipelines si ces dernières partagent une emprise commune, au lieu d'être situées sur deux emprises éloignées géographiquement.

Dans les cas où il serait impossible de construire les nouvelles installations sur l'emprise existante en raison de sa largeur, IPL a proposé un emplacement contigu à cette emprise. Par conséquent, tous les tronçons de canalisation proposés seraient soit aménagés sur l'emprise existante d'IPL, soit adjacents à celle-ci, sauf pour deux exceptions mineures. Le premier écart se trouve à la hauteur de la rivière Saskatchewan-sud entre les bornes kilométriques («BK») 504.5 et 506.7. Cet écart s'avérait nécessaire en raison de la position des pipelines sur l'emprise existante. Le deuxième écart survient entre les BK 907.8 et 929.1. Il s'impose parce que l'emprise établie d'IPL jouxte déjà les emprises d'une autoroute et d'une voie ferrée, ce qui empêche de simplement élargir l'emprise existante. La nouvelle emprise serait contiguë à celle de la voie ferrée.

3.1.2 Choix de l'emplacement des installations permanentes

Au moment de choisir l'emplacement des nouvelles installations, IPL a cherché à réduire dans la mesure du possible les nouvelles terres perturbées, ainsi qu'à optimiser les activités d'entretien et l'utilisation de l'infrastructure en place liée à ses installations (p. ex. les chemins d'accès, les lignes de transport d'électricité, les sites clôturés, etc.). Par conséquent, les nouvelles installations permanentes, notamment les pompes, les gares de racleurs et les vannes, seraient aménagées sur des terres que détient déjà IPL.

Opinion de l'Office

L'Office accepte les raisons d'IPL a invoquées pour situer les installations proposées et les aires de manoeuvre connexes sur son emprise existante ou une emprise adjacente à celle-ci. De plus, l'Office accepte le tracé général qu'IPL propose pour le nouvel oléoduc, y compris les deux écarts. Il souligne qu'aucune propriété en fief simple ne serait acquise pour répondre aux besoins des nouvelles installations dans les stations de pompage existantes.

3.2 Besoins en terrains et acquisitions de terres

IPL a demandé l'autorisation de construire des tronçons de canalisation totalisant 619 km qui s'étendraient de Kerrobert jusqu'à la frontière internationale près de la station Gretna d'IPL. Environ 373 km de canalisations seraient aménagés sur une emprise établie d'IPL, et les autres 246 km exigeraient l'acquisition d'une nouvelle emprise contiguë à celle-ci. Il y a toutefois deux tronçons qui font exception, tel que mentionné dans la section 3.1.1.

IPL a indiqué qu'elle aurait besoin d'une aire de manoeuvre temporaire pour les travaux suivants :

- le franchissement de rivières et le croisement de routes et d'autoroutes;
- les chemins de construction et chemins d'accès temporaires;
- les aires de stockage et zones d'entreposage et de rassemblement de conduites.

Opinion de l'Office

En raison des effets éventuels sur les propriétaires fonciers, l'Office se préoccupe généralement du nombre de servitudes permanentes et de la superficie des aires de manoeuvre temporaires nécessaires à la construction d'un oléoduc. Dans la présente demande, l'Office juge que les besoins en servitudes permanentes et en aires de manoeuvre temporaires prévus par IPL sont raisonnables et justifiés.

3.3 Aspects environnementaux

L'Office, suivant sa démarche de réglementation et les exigences de la LCÉE, a effectué un examen environnemental préalable de la construction proposée dans le cadre de la Phase I du programme Terrace. L'Office a remis le rapport d'examen environnemental préalable au demandeur, aux parties qui en ont fait la demande et aux organismes fédéraux qui ont fourni des avis spécialisés.

Les observations reçues et les avis de l'Office constituent les annexes I et II, respectivement, du rapport d'examen environnemental préalable. On peut obtenir une copie de ce rapport sur demande auprès du Bureau de soutien de la réglementation de l'Office.

Opinion de l'Office

L'Office a étudié le rapport d'examen environnemental préalable et les commentaires qu'il a reçus concernant ce rapport, et il est d'avis que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées et de celles énoncées dans les conditions ci-jointes (annexes IV et V), la Phase I du programme Terrace d'IPL n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement. Cette décision est rendue en vertu de l'alinéa 20(1)a) de la LCÉE et de la partie III de la Loi.

Chapitre 4

Approvisionnement, marchés et questions économiques

4.1 Approvisionnement

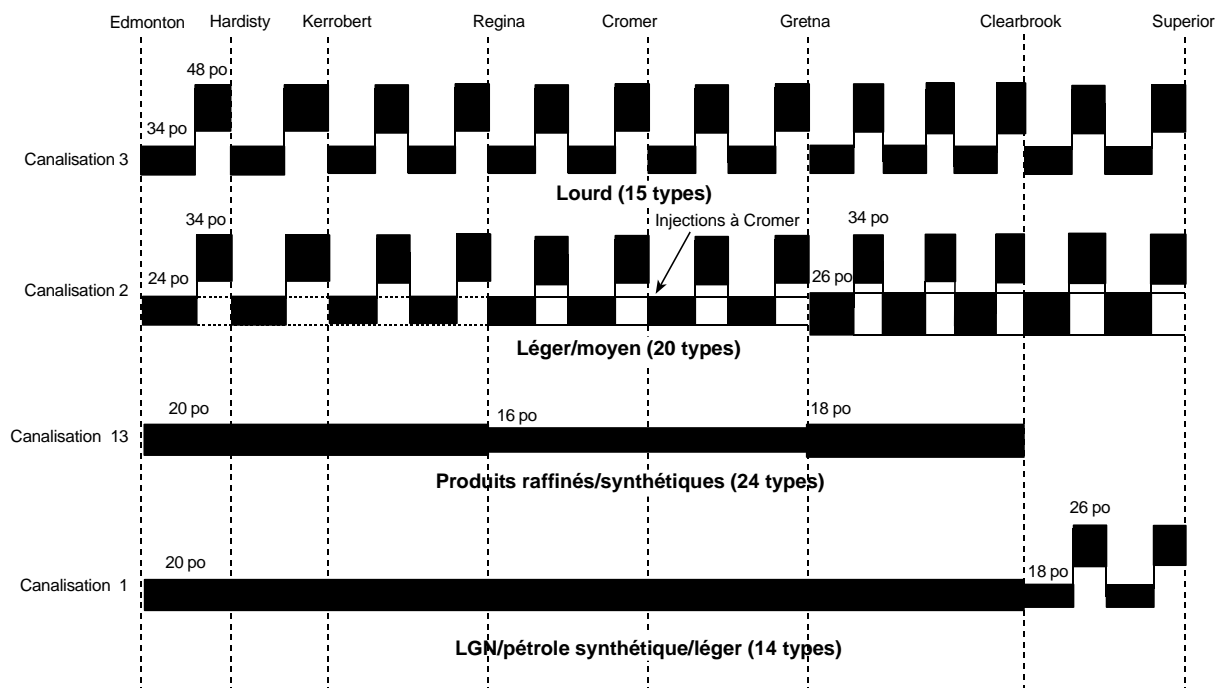
Selon les prévisions avancées par IPL, l'approvisionnement en pétrole brut de l'ouest du Canada devrait passer de 314 100 m³/j (1 980 000 b/j) en 1996 à un sommet de 410 200 m³/j (2 580 000 b/j) en 2009, puis retomber à 406 100 m³/j (2 550 000 b/j) en 2010. Cette prévision se fonde sur une combinaison de sources, à savoir : un sondage mené auprès des producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien à l'automne de 1996, suivi d'une consultation exhaustive avec l'industrie et le gouvernement; plusieurs mises à jour reflétant les tendances de l'offre de pétrole brut léger et les débouchés pour le brut lourd; ainsi qu'un certain nombre d'annonces récentes concernant des projets d'expansion et de production de pétrole synthétique. Lors du sondage de 1996, IPL avait demandé aux répondants de baser leurs projections touchant l'approvisionnement sur une fourchette de prix/baril pour le West Texas Intermediate («WTI») à Cushing (Oklahoma), qui allait de 17,50 \$US en 1998 à 22,25 \$US en 2010, et un différentiel de prix/baril entre le WTI et le pétrole brut de Bow River à Chicago (Illinois), qui passait de 3 \$US en 1996 à 7 \$US en 2010.

IPL s'attend à un fléchissement de l'offre de pétrole brut léger classique, laquelle, selon ses prévisions, passerait d'environ 136 700 m³/j (859 800 b/j) en 1996 à 88 400 m³/j (556 000 b/j) d'ici à 2010. Pendant la même période, elle prévoit que la production de pentanes plus et de pétrole brut synthétique provenant des houillères pourrait presque doubler pour passer de 70 000 m³/j (440 300 b/j) à un volume estimatif de 133 100 m³/j (837 200 b/j). Ainsi, IPL a établi qu'au cours de la période de prévision, la production totale de brut léger et d'équivalents augmentera légèrement, passant de 206 700 à 218 500 m³/j (1 300 000 à 1 370 000 b/j).

À la lumière de son évaluation de la demande projetée de pétrole brut lourd sur le marché, IPL a établi au sujet de l'approvisionnement en brut lourd des prévisions de croissance plus modestes que celles qui se dégageaient de son sondage auprès des producteurs de brut de l'Ouest canadien. Selon ses estimations, la production de brut lourd, incluant le bitume et le pétrole brut lourd classique, devrait passer d'une moyenne journalière de 107 400 m³/j (675 500 b/j) en 1996 à un maximum de 188 600 m³/j (1 190 000 b/j) d'ici à 2009, puis retomber à 187 600 m³/j (1 180 000 b/j) par jour en 2010. En faisant abstraction des contraintes du marché, IPL entrevoyait que la production de brut lourd pourrait augmenter de 42 400 m³/j (266 700 b/j) de plus d'ici la fin de la période de prévision.

Express Pipeline Ltd. («Express») a questionné IPL sur l'effet que les différentiels de prix et les prix courants du pétrole pourraient avoir sur ses prévisions relatives à la production. IPL a admis que, compte tenu des prix actuels, les prix hypothétiques employés dans le cadre de son sondage de 1996 étaient probablement plus élevés qu'ils n'auraient dû l'être. IPL a par la suite présenté une prévision révisée du prix du pétrole brut qui rajustait à la baisse les prix projetés pour les années 1998 à 2001, mais laissait tels quels les prix prévus pour le reste de la période.

Après le PAR II



Après la phase I du programme d'agrandissement Terrace

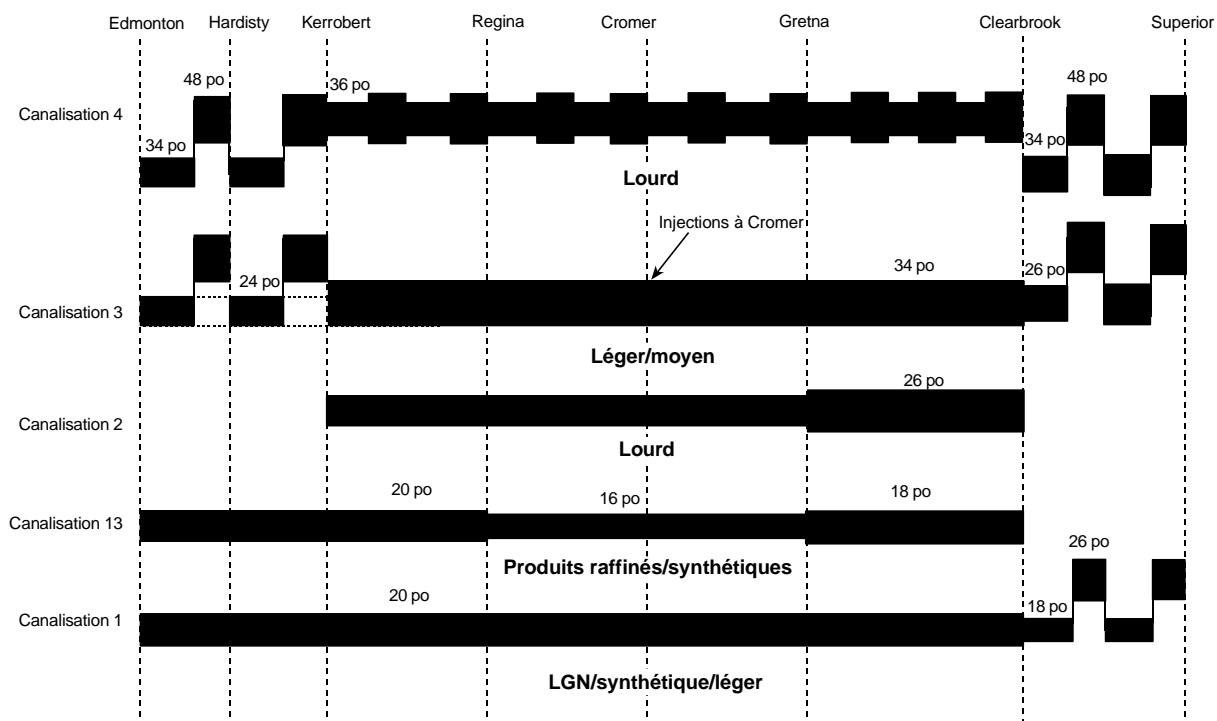


Figure 4-1
Prévision d'IPL concernant la production de pétrole brut de l'Ouest canadien

Express a aussi demandé si IPL avait mis à jour sa prévision de la production compte tenu des récentes annonces de l'industrie concernant la réduction des travaux de forage pétrolier et la remise de projets de mise en valeur d'huiles lourdes. IPL a indiqué qu'elle était au courant que certaines compagnies avait délaissé le forage pétrolier au profit du forage gazier, et que plusieurs projets de mise en valeur des huiles lourdes qu'on avait annoncés étaient maintenant remis ou retardés à cause de la faiblesse des prix du brut lourd. Cependant, IPL a souligné que c'est avec un apport considérable de l'industrie qu'elle a établi sa prévision initiale de l'approvisionnement et qu'elle a reconfirmé depuis les attentes générales à cet égard, au moyen de sondages informels et d'autres consultations approfondies avec l'industrie. IPL a aussi fait remarquer qu'ayant tenu compte des contraintes du marché en aval, elle en était arrivée à une prévision de la production de pétrole brut lourd qui est inférieure au potentiel d'approvisionnement. Bien que l'offre potentielle globale puisse subir certaines variations sous l'effet des prix, IPL estimait que l'offre globale dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ne changerait pas appréciablement.

Dans une lettre datée du 15 avril 1998, l'ACPP a confirmé qu'IPL avait adopté une prévision qui représentait un consensus de l'industrie. Aucune autre prévision relative à l'approvisionnement n'a été présentée.

Opinion de l'Office

L'Office reconnaît que la prévision de l'approvisionnement en pétrole brut et équivalents recèle une certaine part d'incertitude et s'accorde avec IPL pour dire que les contraintes du marché pourraient limiter l'offre éventuelle de pétrole brut lourd. L'Office constate qu'IPL a élaboré sa prévision initiale de l'approvisionnement avec l'apport de l'industrie et des gouvernements, et que les consultations exhaustives en cours, y compris la prise en compte de l'incidence de prix plus faibles que prévus pour les produits pétroliers au premier trimestre de 1998, ont permis de corroborer cette prévision. Ainsi, l'Office juge raisonnables et accepte les prévisions d'IPL sur l'approvisionnement en pétrole brut et équivalents.

4.2 Marchés

4.2.1 Demande

Le pétrole brut de l'Ouest canadien approvisionne les marchés de l'est et de l'ouest du Canada, de même que les marchés d'exportation dans les PADD¹ I, II, IV et V et des marchés d'outre-mer. IPL a affirmé qu'en 1996, un peu plus de la moitié des volumes qu'elle a transportés, y compris les liquides de gaz naturel et des produits raffinés, était destinée à des marchés d'exportation dans les PADD I, II et IV, tandis qu'un tiers des volumes transportés a été livré dans l'est du Canada et le reste à des marchés de l'Ouest canadien.

IPL a souligné que le marché du PADD II offrait les rentrées nettes les plus attrayantes pour les producteurs de pétrole brut de l'ouest du Canada. Le brut de l'Ouest canadien accapare environ un tiers de ce marché. En 1996, IPL a livré 125 100 m³/j (786 800 b/j) des 133 500 m³/j (840 000 b/j) de pétrole brut de l'Ouest canadien acheminés vers le PADD II. Selon elle, la capacité globale des raffineries qu'elle approvisionne dans le PADD II se chiffre à environ 404 800 m³/j (2 500 000 b/j). IPL a aussi affirmé qu'elle a eu des entretiens confidentiels avec certains de ces raffineurs, et qu'ils étaient d'avis que les besoins futurs en pétrole brut excéderaient leur capacité de traitement actuelle.

À la lumière des résultats de son sondage de 1996, IPL s'attend à ce que la demande globale de brut de l'Ouest canadien dans le PADD II grimpe à 229 500 m³/j (1 444 000 b/j) d'ici 2002, ce qui représenterait une hausse de 96 000 m³/j (604 000 b/j), ou 72 %, par rapport aux niveaux de 1996. Cette augmentation comprend l'expansion de la capacité des raffineries du PADD II pour le traitement de jusqu'à 26 900 m³/j (173 000 b/j) de pétrole brut lourd. Malgré cette hausse projetée de la demande déjà élevée de pétrole lourd dans le PADD II, IPL a indiqué qu'elle s'en est tenue à la demande prévue pour estimer l'accroissement de la production de brut lourd canadien. À son avis, l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien suffirait à répondre à la hausse de la demande dans le PADD II, ce qui inclut les volumes qui seraient réacheminés au PADD II à la suite du renversement prévu de sa canalisation².

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

IPL a établi que la production mise à la disposition de son réseau correspondrait à la différence entre la production de pétrole brut de l'Ouest canadien et les volumes de pétrole brut de l'Ouest dont elle n'assure pas l'acheminement. IPL a rajusté les volumes de production pour tenir compte du mélange de pétrole brut lourd et de diluants, de l'ajout de diluants recyclés et manufacturés, et de la valorisation de certains mélanges de pétrole lourd pour en faire du pétrole léger synthétique.

Prenant 1999 comme point de référence, IPL prévoyait que la production de pétrole brut de l'Ouest canadien se répartirait comme suit :

¹ 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).

² Interprovincial Pipe Line Inc., OH-2-97, Motifs de décision en date de décembre 1997.

- marché local de l'ouest du Canada (23 %);
- Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (5 %);
- oléoduc Milk River de Rangeland Pipe Line Company et Wascana Pipe Line Ltd. (6 %);
- Express (6 %);
- IPL (60 %).

4.2.3 Débit

IPL a dressé deux séries de prévisions du débit sur son réseau de 1999 à 2010, dont une tenait compte des effets de la Phase I du programme Terrace, et l'autre non. En l'absence du programme d'agrandissement, IPL prévoyait que le régime de répartition de capacité s'appliquerait pendant toute la période considérée. Par ailleurs, avec les installations d'agrandissement, IPL envisageait que la répartition de capacité ne serait pas nécessaire à partir de septembre 1999 jusqu'à la fin de l'an 2002. Pendant la période de 1999 à 2002, IPL prévoyait que le débit du réseau se situerait dans la fourchette de 332 900 à 360 500 m³/j (2 100 000 à 2 270 000 b/j), contre 329 000 à 322 700 m³/j (2 070 000 à 2 030 000 b/j) en l'absence du programme d'agrandissement. Avec les installations d'agrandissement, elle prévoyait que le réseau fonctionnerait à capacité après 2002 et que les volumes ajoutés seraient acheminés principalement au PADD II.

Opinion de l'Office

L'Office partage l'avis d'IPL à savoir que le PADD II pourrait absorber les volumes supplémentaires prévus de pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien et admet sa preuve concernant la capacité de raffinage en place sur le marché et l'aptitude des raffineurs à traiter un volume supplémentaire de pétrole brut lourd.

Bien qu'Express ait contesté les prévisions d'IPL, elle n'a fourni aucune preuve pour étayer sa position. L'Office constate qu'IPL a rajusté à la baisse sa prévision de l'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien pour l'aligner avec son évaluation des débouchés qui s'offrent pour le pétrole brut. Dans l'éventualité où le réseau d'Express favoriserait une expansion du marché, l'Office est convaincu qu'avec la mise en place des installations d'agrandissement d'IPL, il y aurait un approvisionnement supplémentaire suffisant pour répondre à la demande.

L'Office se rend compte que le réseau d'IPL est exploité actuellement suivant un régime de répartition de capacité et que ce régime pourrait rester en place même après la mise en service des installations du PAR II¹. En outre, l'Office a noté les consultations exhaustives qu'IPL a menées et le large appui que l'industrie accorde à son programme d'agrandissement. Somme toute, l'Office est convaincu qu'IPL a fourni des prévisions raisonnables concernant les marchés, la répartition de l'approvisionnement, et le débit du réseau.

4.3 Viabilité économique

Dans sa demande, IPL a évalué l'impact économique de l'agrandissement proposé en calculant l'accroissement projeté des recettes totales des producteurs, ou l'augmentation projetée des flux de trésorerie, qui résulterait de la mise à la disposition du marché de volumes supplémentaires de pétrole brut, grâce à son réseau.

¹ Dans le cadre de l'instance OH-1-96, l'Office a approuvé la phase II du programme d'agrandissement du réseau d'IPL, qui visait à accroître de 19 600 m³/j (120 000 b/j) la capacité du réseau en place.

Pour les années 2000 à 2010, elle a comparé les livraisons projetées de pétrole brut via les réseaux pipeliniers de l'Ouest canadien et les livraisons que ces réseaux effectueraient si les installations de la phase I du programme Terrace étaient construites. IPL s'est également penchée sur les frais de transport et sur les rentrées nettes que l'on retirerait à Edmonton de chacun des marchés qui recevraient du pétrole brut de l'Ouest canadien pendant la période de 2000 à 2010. IPL a présenté des rentrées nettes typiques obtenues à Edmonton en 1997 pour chaque marché alimenté en pétrole brut de l'Ouest canadien, et il ressort de ces données que c'est son réseau qui procure généralement les rentrées nettes les plus élevées aux producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien, surtout grâce à sa liaison avec le marché du PADD II.

Avec la mise en place des installations d'agrandissement, IPL a calculé que les recettes procurées au secteur de la production au cours de la période de 2000 à 2010 pourraient augmenter de 5,6 milliards \$ (valeur nette actualisée) par rapport à ce qu'elles atteindraient en l'absence du programme d'agrandissement.

Express a commenté la preuve d'IPL en faisant valoir que le pétrole brut lourd livré via le réseau Platte au marché du sud du PADD II procurerait des rentrées nettes quelque peu plus attrayantes que ne le feraient les livraisons de pétrole brut à Wood River par le réseau d'IPL. Selon les prévisions d'IPL, le marché de Chicago demeurera celui qui offre les rentrées nettes les plus intéressantes aux producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien.

4.3.1 Appui accordé au projet

L'ACPP appuyait le projet et l'adoption d'un calendrier raccourci en vue de l'obtention des autorisations requises de la part des organismes de réglementation. Au début de l'audience, IPL a déposé une entente sur les droits qu'elle avait négociée avec l'ACPP et aux termes de laquelle ses expéditeurs lui ont garanti le recouvrement des coûts associés au programme d'agrandissement au cours d'une période de 15 ans, portant de 1999 à 2013 (se reporter au chapitre 5 pour plus de précisions).

Les gouvernements du Manitoba et de la Saskatchewan ont fourni des lettres d'appui pour le projet, appréciant tout particulièrement ses retombées économiques positives sur leurs provinces.

Opinion de l'Office

Il ressort de la preuve fournie que l'industrie et les gouvernements provinciaux concernés sont fortement en faveur du programme d'agrandissement proposé. De l'avis de l'Office, la production de volumes de pétrole brut qui ne seraient pas produits autrement ou qui seraient vendus à des marchés moins attrayants en raison de la répartition de capacité sur le réseau d'IPL, de même que la possibilité d'améliorer la position concurrentielle du pétrole brut de l'Ouest dans le PADD II du fait de la fiabilité accrue des livraisons, représentent certains des avantages qu'entraînerait la réalisation du programme d'agrandissement. L'Office estime que les retombées du programme d'IPL seraient vraisemblablement suffisantes pour justifier la construction des installations proposées.

Chapitre 5

Conception des droits et questions financières

Dans le cadre de sa demande, IPL a demandé que l'Office l'autorise à traiter les coûts en capital et les coûts d'exploitation à titre d'ajustement spécial, conformément à l'alinéa 7.1(a)(i) des Principes de règlement qu'elle a déposés à l'appui de sa demande concernant des droits incitatifs en date de février 1995, demande que l'Office a autorisée en vertu de l'ordonnance TO-1-95. IPL a aussi demandé à recouvrer les coûts en question au moyen de droits conçus selon un modèle qui intègre les coûts des nouvelles installations aux droits établis pour les installations déjà en place. IPL a indiqué que l'ACPP l'avait approchée pour examiner la possibilité de conclure une entente négociée sur les droits à l'égard de l'ensemble des installations comprises dans le programme d'agrandissement Terrace. Le 15 avril 1998, IPL a déposé auprès de l'Office une entente sur les droits ratifiée par les membres de l'ACPP. Une copie de l'entente figure à l'annexe II.

Au moment de déposer l'entente sur les droits, IPL a retiré de sa demande la section qui portait sur le traitement des coûts de la phase I du programme Terrace à titre d'ajustement spécial.

Voici un bref résumé des dispositions de l'entente négociée.

- IPL et sa compagnie affiliée, Lakehead, percevraient un supplément de droit fixe combiné de 5 cents (CAN) le baril, visant à recouvrer les coûts associés à toutes les phases du Programme d'agrandissement Terrace.
- Le supplément de 5 cents est fixé pour le transport de pétrole brut léger d'Edmonton à Chicago et les droits continueront de varier en fonction de la distance et sous réserve des majorations ou des crédits applicables aux différents produits.
- Le supplément de droit fixe s'appliquerait à tous les volumes de base d'IPL/Lakehead ainsi qu'aux volumes ajoutés grâce aux installations Terrace pendant la période qui va de la date de mise en service des installations de la phase I du programme Terrace au 31 décembre 2013.
- IPL et ses expéditeurs partageraient les risques et les avantages du projet.

IPL a soutenu que l'arrangement proposé se traduirait par des droits justes et raisonnables et que l'Office devrait en approuver les modalités conformément à la partie IV de la Loi et à la lumière de ses Directives sur les règlements négociés.

Le 15 avril 1998, l'Office a émis une lettre dans laquelle il invitait les parties à l'instance et les expéditeurs d'IPL à lui faire part de leurs commentaires sur la question. L'Office n'a reçu aucune observation.

Opinion de l'Office

L'Office constate que l'entente négociée sur les droits bénéficie d'un large appui de la part des expéditeurs. Il est d'avis que l'entente représente un règlement négocié au sens de ses Directives sur les règlements négociés et qu'elle donnera lieu à la perception de droits justes et raisonnables. L'Office entérine donc les modalités de l'entente.

Chapitre 6

Dispositif

Les chapitres précédents constituent nos Motifs de décision relativement à la demande entendue par l'Office au cours de l'instance OH-1-98. L'Office juge d'après la preuve que les installations visées par la demande sont d'utilité publique et qu'elles le demeureront à l'avenir.

L'Office approuve la demande qu'IPL a présentée aux termes de l'article 52 de la Loi relativement aux installations d'une nouvelle canalisation et recommandera au gouverneur en conseil qu'un certificat soit délivré, sous réserve des conditions énoncées à l'annexe IV.

L'Office approuve la demande qu'IPL a présentée aux termes de l'article 58 de la Loi et exempte des exigences des articles 30, 31 et 47 l'ensemble des ajouts, remplacements et modifications d'unités de pompage, ainsi que les installations et la tuyauterie de station s'y rapportant. Par conséquent, l'Office a délivré l'ordonnance XO-J1-16-98, tel qu'indiqué à l'annexe V.

L'Office approuve la demande qu'IPL a présentée aux termes de l'article 21 de la Loi pour faire modifier l'ordonnance XO-J1-10-98 de l'Office afin de pouvoir déplacer certaines installations de gares de racleur pour les mettre en service aux nouveaux sites décrits dans la demande. L'Office a donc délivré l'ordonnance modificatrice AO-1-XO-J1-10-98, tel qu'indiqué à l'annexe VI.

En ce qui concerne les questions relevant de la partie IV, l'Office approuve les ententes d'IPL concernant les droits.

R.J. Harrison
membre président

J.A. Snider
membre

D. Valiela
membre

Calgary (Alberta)
Juin 1998

Annexe I

Liste des questions

1. Nécessité du projet d'agrandissement.
2. Viabilité économique des installations projetées.
3. Impact sur le marché et l'approvisionnement.
4. Incidence éventuelle sur les expéditeurs actuels.
5. Caractère approprié de la méthode de financement proposée.
6. Éventuels effets environnementaux, et répercussions socio-économiques, des installations proposées. On considérera également les facteurs décrits à l'article 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.
7. Sécurité des installations proposées, quant à leur conception et à leur exploitation.
8. À-propos de la conception et de la taille des installations proposées, eu égard au :
 - a) coût des installations par rapport à la capacité additionnelle à fournir;
 - b) besoin d'une capacité supplémentaire pour transporter le pétrole et d'autres hydrocarbures liquides.
9. Caractère suffisant de la capacité des canalisations de raccordement.
10. À-propos du tracé proposé.
11. Conditions dont il convient d'assortir toute approbation pouvant être accordée.
12. Détermination de la méthode de conception des droits qui convient pour les installations projetées.

Annexe II

Entente sur les droits liés au programme Terrace⁶

Énoncé de principes

1. Les droits négociés à l'égard du programme Terrace d'IPL/LPL permettront de recouvrer les coûts associés à toutes les installations prévues à chacune des phases du programme d'agrandissement Terrace. Ce dernier consistera à accroître progressivement la capacité en 1999 et par la suite.
2. La description des installations du programme Terrace, les ajouts de capacité prévus grâce à ces dernières et le calendrier de mise en service sont détaillés à l'appendice A. IPL et LPL s'engagent à offrir la capacité de transport supplémentaire aux dates fixées dans le présent énoncé de principes ou avant. Voici les dates prévues pour la mise en service des installations :
 - i) 15 janvier 1999 - Mise en service du premier groupe d'installations de la phase I, procurant un supplément de capacité de 95 000 b/j par rapport à la capacité de base du réseau (comprenant les installations de 350 centistokes des PAR II et PAR III) qui se chiffre à 1 630 503 b/j (259 100 m³). Le supplément de capacité qui sera offert comprend le transport d'un volume additionnel de pétrole brut lourd sur la canalisation 3 (24 po).
 - ii) 30 septembre 1999 - Mise en service du deuxième groupe d'installations de la phase I, représentant un supplément de capacité de 167 000 b/j par rapport à la capacité de base.
 - iii) 30 septembre 2000 - Mise en service du prolongement de Hardisty à Kerrobert [Phase II], procurant un supplément de capacité de 210 000 b/j par rapport à la capacité de base.
 - iv) 30 septembre 2001 - Mise en service du prolongement de Clearbrook à Superior et des installations de pompage connexes [Phase III], procurant un supplément de capacité de 348 000 b/j par rapport à la capacité de base.
 - v) De 2002 à 2007 - Mise en service du prolongement de Mokena à Griffith, des stations de la canalisation 14 et du réchauffeur de la canalisation 14 [phase(s) ultérieure(s) du programme Terrace].
3. IPL/LPL respecteront leurs engagements à l'égard des dates de mise en service sous réserve que l'ACPP leur fournisse un avis écrit pour demander la construction des installations en cause avant les dates proposées de mise en service. Pour les phases II et III, et les phases ultérieures de Terrace, l'avis doit être donné 18, 24 et 36 mois à l'avance, respectivement; si l'avis concernant la phase II est signifié avant le 31 mars 1999, IPL/LPL pourraient considérer qu'il a été donné le 31 mars 1999. Lorsqu'IPL avisera l'ACPP qu'IPL/LPL doivent contracter des engagements importants afin de respecter les dates de mise en service, l'ACPP confirmera le maintien de sa demande de services avant qu'IPL/LPL ne soient tenues de contracter les engagements en question.

⁶ Veuillez noter que le texte de l'accord qui se trouve à l'annexe II présents motifs n'est pas la version officielle de l'accord.

4. Pour ce qui est de déterminer la «date de mise en service», IPL se fondera sur la date à laquelle elle obtient de l'Office national de l'énergie la dernière ordonnance l'autorisant à mettre en service les installations pipelinières entrant dans la phase I (sauf les installations de pompage); pour LPL, il s'agira de la date de disponibilité des installations pour assurer le service.
5. La fourniture par IPL/LPL de la capacité associée aux installations de la phase I est sujette à l'obtention du consentement des expéditeurs au mélange de bruts dans la canalisation 3 (24 po) en vue de leur transport en régime d'écoulement laminaire.
6. Le recouvrement des coûts des investissements faits dans le programme Terrace et des coûts d'exploitation connexes se fera grâce à la perception d'un supplément de droit fixe qui s'appliquera autant au volume de base (259 100 m³) qu'aux volumes ajoutés par les installations Terrace, et acheminés par les réseaux d'IPL/LPL.
7. Le supplément de droit sera de cinq cents (CAN) le baril pour le transport de brut léger d'Edmonton à Chicago, et sera ajusté en fonction de la distance parcourue et des crédits ou majorations applicables au produit, compte tenu de la méthode de conception des droits appliquées par IPL et LPL.
8. Le supplément de droit fixe entrera en vigueur à la date de mise en service du premier groupe d'installations Terrace, suivant la définition de «date de mise en service» donnée au paragraphe 4, et cessera de s'appliquer le 31 décembre 2013.
9. Le supplément de droit fixe sera réparti entre IPL et LPL de la manière convenue par ces dernières, sous réserve que jamais moins d'un cent ne soit attribué au réseau d'IPL ou à celui de LPL.
10. Dans le cas d'IPL, le supplément de droit fixe sera sujet à un écart dans les recettes liées au transport (ÉRT) régit par les mêmes principes que l'ÉRT en vigueur chez IPL. Si IPL n'a pas de mécanisme ÉRT en place, le supplément de droit fixe sera assujéti à un ÉRT conçu selon les mêmes principes que celui qu'IPL a appliqué en 1997.
11. Le droit de base auquel sera ajoutée le supplément de droit fixe suppose un niveau d'utilisation des réseaux d'IPL/LPL correspondant à la capacité spécifiée des installations PAR II, soit 1 630 503 b/j (259 100 m³/j).
12. IPL et LPL assumeront la totalité du risque d'écarts dans les coûts d'exploitation, sauf les changements dans les taxes foncières qui excèdent de vingt pour cent ou plus les prévisions établies. Si la variation des taxes foncières dépasse la prévision de vingt pour cent, le supplément de droit fixe augmentera suivant le barème indiqué à l'appendice B.
13. IPL et LPL assumeront cinq pour cent du risque d'écarts dans les coûts en capital (RÉCC) puis cinquante pour cent du RÉCC par rapport aux coûts cibles spécifiés, tels qu'ils figurent ci-dessous. Pour ce qui concerne les écarts dans les coûts en capital des installations construites après 1999, les coûts cibles seront convertis en dollars courants à partir du 31 décembre 1997 à l'aide des déflateurs de PIB au Canada et aux É.-U. pour les installations d'IPL et de LPL, respectivement.

IPL \$CAN	LPL \$US	
575 M\$	117 M\$	Janv. 1999 Phase I
35 M\$	17 M\$	Sept. 1999 Phase I
227 M\$	178 M\$	Phases II et III 2000 et 2001
	70 M\$	Phases subséquentes 2002-2007

14. Si l'ACPP ne fournit pas à IPL, le 1^{er} juillet 2001 ou avant, un avis lui demandant d'aller de l'avant avec les phases II et III, les coûts du programme, y compris l'écart de recettes entre l'application du supplément de droit fixe et le modèle de coût de service, seront calculés et les droits futurs seront perçus sur la base du coût de service. Le partage de risque associé aux coûts en capital et aux coûts d'exploitation sera remplacé par le principe traditionnel de recouvrement des coûts de service.
15. Tant que les installations des phases II et III ne seront pas en service, IPL et LPL traiteront les coûts associés à la phase I comme un ajustement spécial (AS), au sens du Règlement sur les droits incitatifs d'IPL en date de 1995. Toutefois, le taux négocié de cinq cents continuera d'être appliqué aux droits, sous réserve de l'ÉRT dans le réseau d'IPL. Tout écart de recettes sera amorti et recouvré durant le reste de la période de validité de l'Énoncé de principes (à compter du 1^{er} janvier 2002), si l'engagement à l'égard des phases II et III n'est pas reçu au plus tard le 1^{er} juillet 2001.
16. Si la capacité prévue, telle que spécifiée, n'est pas atteinte et soutenue à long terme, un remboursement d'un cent le baril par 35 000 b/j de moins que la capacité prévue sera effectué en réduisant les droits des années subséquentes. IPL/LPL ne seront pas tenues de fournir un remboursement à l'égard d'un manque à gagner de capacité pour lequel il n'existe aucun volume susceptible d'être commandé et expédié par leurs réseaux.
17. Le supplément de droit fixe de cinq cents sera rajusté à la hausse ou à la baisse, selon le cas, conformément au barème de l'appendice B, dans les circonstances suivantes :
- i) changements convenus à la portée du projet;
 - ii) modification convenue du calendrier du projet;
 - iii) écart dans les coûts en capital;
 - iv) écart dans les coûts de construction attribuable à des circonstances convenues d'avance, qui sont exceptionnelles et indépendantes de la volonté d'IPL/LPL;
 - v) variation de plus de vingt pour cent des taxes foncières, par rapport au montant prévu;

- vi) pour toutes les phases sauf la phase I, variation de plus de deux points de pourcentage du taux des obligations, par rapport aux niveaux de 1998;
 - vii) variation de plus de deux points de pourcentage du taux de rendement du capital-actions ordinaire fixé pour les compagnies pipelinières, par rapport au niveau de 1998.
18. Après l'achèvement de la phase III par LPL, si les volumes réels annuels moyens pompés à Clearbrook sont inférieurs à 215 000 m³, 220 000 m³ et 225 000 m³ pour la période comprise entre la date de mise en service et la fin des années 2002, 2003 et 2004 jusqu'à 2013 (inclusivement), respectivement, le supplément de droit fixe sera rajusté suivant le barème de l'appendice C.
19. Les coûts d'énergie associés au programme Terrace seront calculés à partir d'un coût d'énergie de base établi en fonction d'une prévision convenue des volumes de livraison, en supposant un capacité de 259 100 m³/j avant l'ajout des installations Terrace. Le calcul de la provision au titre du coût d'énergie, aux fins de l'établissement de l'ÉRT, reposera sur la différence entre les besoins totaux prévus de combustibles et d'énergie et l'utilisation réelle de combustible et d'énergie, d'après le coût annuel moyen du combustible et de l'énergie pour l'année à laquelle s'applique l'ÉRT. IPL et l'ACPP en sont à dresser un barème qui détaillera les éléments entrant dans le calcul des coûts d'énergie.
20. La méthode de conception des droits proposée dans le présent Énoncé de principes ne sera mise en oeuvre qu'à la condition que les conseils d'administration d'IPL et de LPL, de même que l'Office national de l'énergie et la Federal Energy Regulatory Energy Commission, dans le cas d'IPL et de LPL, respectivement, approuvent le règlement.
21. La mise en oeuvre de la méthode de conception des droits proposée dans le présent Énoncé de principes exige l'approbation des conseils d'administration d'IPL et de LPL.

Appendice A
Description des installations Terrace

Installations faisant partie de la Phase I

Installations proposées	Éléments réputés être un changement à la portée du programme Terrace	Éléments débordant le cadre de la portée de Terrace
<p>Canalisations</p> <ul style="list-style-type: none"> • 619 km de canalisations de 914 mm répartis en 15 tronçons entre les stations de Kerrobert et de Gretna, de même que les vannes, tuyaux de connexion et installations pour racleurs s'y rapportant. • 100 milles de canalisations de 36 po, répartis en 4 tronçons entre les stations de Gretna et de Clearbrook aux États-Unis, ainsi que les vannes et les tuyaux de connexion s'y rapportant. 	<ul style="list-style-type: none"> • Changements totalisant plus de 5 milles de canalisations, entre le Canada et les É.-U. • Changements au diamètre des canalisations. 	

<p>Stations de pompage</p> <ul style="list-style-type: none"> • Équipement et puissance de pompage requis pour fournir une capacité supplémentaire de 26 500 m³/j, en supposant que la canalisation 3 est exploitée en régime d'écoulement laminaire et que des quantités suffisantes de pétrole brut sont injectées dans la canalisation 3 à Hardisty pour atteindre un débit de 25 000 m³/j à son point d'étranglement. 	<p>Puissance de pompage supplémentaire ou recours à un ART pour atteindre des capacités supérieures aux capacités annuelles spécifiées dans la demande déposée auprès de l'ONÉ pour la phase I du programme Terrace, c'est-à-dire :</p> <ul style="list-style-type: none"> • canalisation 1, 49 500 m³/j • canalisation 2A, 66 000 m³/j • canalisation 2B, 81 200 m³/j • canalisation 3 (24 po) transport de pétrole lourd, 25 000 m³/j • canalisation 4 (36/48 po) transport de pétrole lourd, 102 100 m³/j <p>Changements aux livraisons qui nuisent à la capacité de Lakehead d'injecter du pétrole brut dans les canalisations 2 et 4 à Clearbrook, durant la phase I.</p>	<p>Accroissements de la capacité de canalisations non visées par le programme Terrace, y compris des canalisations dans l'Ouest du Canada :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Canalisation 13, 27 800 m³/j • Changements entraînés par les installations du PAR II, tels que déposés auprès de l'ONÉ et convenus avec l'industrie, qui influent sur la capacité spécifiée des canalisations. • Changements nécessaires pour adapter les installations aux caractéristiques du pétrole brut, autres que ceux dont il est question au tableau 3.10.1 de la demande présentée à l'ONÉ.
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Stockage de dégagement et installations terminales</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 réservoirs de dégagement à Superior 	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoirs de dégagement supplémentaires. 	<ul style="list-style-type: none"> • Installations additionnelles (stockage, réception, livraison, raccordement ou installations terminales), à n'importe quel endroit au Canada ou aux É.-U. • Isolement de produits, sur demande, exigeant des installations additionnelles (stockage, comptage ou installations terminales). • Changements nécessaires pour adapter les installations aux caractéristiques du pétrole brut, autres que ceux dont il est question à l'annexe 3.10 de la demande présentée à l'ONÉ.
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Installations faisant partie de la Phase II

Installations proposées	Éléments réputés être un changement à la portée du programme Terrace	Éléments débordant le cadre de la portée du programme Terrace
<p>Canalisations</p> <p>123 km de canalisations de 914 mm répartis en 3 tronçons entre les stations de pompage de Hardisty et Kerrobert, ainsi que les vannes et installations de connexion s'y rapportant.</p>	<p>Changements totalisant plus de 5 milles de canalisations, entre le Canada et les É.-U.</p> <p>Changements au diamètre des canalisations.</p>	
<p>Stations de pompage</p> <p>Équipement et puissance de pompage requis pour fournir une capacité supplémentaire de 6 900 m³/j, en sus de la capacité des installations de la phase I, en supposant que la canalisation 3 est exploitée en régime d'écoulement laminaire et que des quantités suffisantes de pétrole brut sont injectées dans la canalisation 3 à Hardisty pour atteindre un débit de 27 000 m³/j à son point d'étranglement.</p>	<p>Puissance de pompage supplémentaire ou recours à un ART pour atteindre des capacités supérieures aux capacités annuelles indiquées dans la demande déposée auprès de l'ONÉ pour la phase I du programme Terrace, c'est-à-dire :</p> <ul style="list-style-type: none"> • canalisation 1, 49 500 m³/j • canalisation 2A, 66 000 m³/j • canalisation 2B, 81 200 m³/j • canalisation 3 (24 po) transport de pétrole lourd, 27 000 m³/j • canalisation 4 (36/48 po) transport de pétrole lourd, 107 000 m³/j 	<ul style="list-style-type: none"> • Puissance de pompage supplémentaire ou recours à un ART pour atteindre des capacités supérieures aux capacités spécifiées pour les installations de la phase I. • Changements nécessaires pour adapter les installations aux caractéristiques du pétrole brut, autres que ceux dont il est question à l'annexe 3.10 de la demande présentée à l'ONÉ. • Changements nécessaires pour adapter les installations aux caractéristiques du pétrole brut, autres que ceux dont il est question au tableau 3.10.1 de la demande présentée à l'ONÉ.
<p>Stockage de dégagement et installations terminales</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoirs de dégagement supplémentaires. 	<ul style="list-style-type: none"> • Installations additionnelles (stockage, réception, livraison, raccordement ou installations terminales), à n'importe quel endroit au Canada ou aux É.-U. • Isolement de produits, sur demande, exigeant des installations additionnelles (stockage, comptage ou installations terminales).

Installations faisant partie de la Phase III

Installations proposées	Éléments réputés être un changement à la portée du programme Terrace	Éléments débordant le cadre de la portée du programme Terrace
<p>Canalisations 120 milles de canalisations de 36 po, répartis en 5 tronçons entre les stations de Clearbrook et de Superior aux États-Unis, ainsi que les vannes et les installations de connexion s'y rapportant.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Changements totalisant plus de 5 milles de canalisations. • Changements au diamètre des canalisations. 	
<p>Stations de pompage Puissance de pompage requise pour fournir une capacité supplémentaire de 23 500 m³/j, en sus de la capacité des installations de la phase II du programme Terrace.</p>	<p>Changements aux installations de la canalisation 14 qui excèdent le plafond de 70 millions \$US, autres que les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> • ajouts d'unités de pompage et de stations • remplacement ou modification d'unités de pompage • réchauffeurs pour le pétrole brut • raccords de canalisations ou prolongements jusqu'à Griffith. 	<p>Puissance de pompage supplémentaire ou recours à un ART pour atteindre des capacités supérieures à :</p> <ul style="list-style-type: none"> • canalisation 1, 41 400 m³/j • canalisation 2A, 54 000 m³/j • canalisation 2B, 65 000 m³/j • canalisation 3, pétrole lourd, 74 000 m³/j • canalisation 4, pétrole lourd, 107 800 m³/j • canalisation 13, 27 800 m³/j <p>Changements nécessaires pour adapter les installations aux caractéristiques du pétrole brut, autres que ceux dont il est question au tableau 3.10 de la demande présentée à l'ONÉ.</p>
<p>Stockage de dégagement et installations terminales</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2 réservoirs de dégagement à Superior 	<ul style="list-style-type: none"> • Réservoirs de dégagement supplémentaires. 	<ul style="list-style-type: none"> • Installations additionnelles (stockage, réception, livraison, raccordement ou installations terminales), à n'importe quel endroit au Canada ou aux É.-U. • Isolement de produits, sur demande, exigeant des installations additionnelles (stockage, comptage ou installations terminales).

Installations faisant partie des phases ultérieures du programme Terrace

Installations proposées	Éléments réputés être un changement à la portée du programme Terrace	Éléments débordant le cadre de la portée du programme Terrace
<p>Canalisations 27 millions \$US en installations pipelinières à construire entre Mokena et Griffith d'ici la fin de 2002, selon les besoins.</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Tous autres raccords ou prolongements de pipelines.
<p>Stations de pompage Ajouts et modifications de stations de pompage sur la canalisation 14 pour la valeur de 40 millions \$US d'ici la fin de 2003, selon les besoins.</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Tous autres ajouts d'unités de pompage, après la mise en place des stations intermédiaires.
<p>Réchauffeur pour le pétrole brut 3 millions \$US en installations de chauffage pour augmenter la capacité de la canalisation 14 d'ici la fin de 2007, selon les besoins.</p>		<ul style="list-style-type: none"> • Toutes autres installations de chauffage.

Appendice B

Ajustements au supplément de 5 cents le baril (dollars canadiens)

	Événement qui déclenche l'ajustement	Ajustement	
		Phase I	Phase II
1	Changements de portée qui entraînent un écart dans les coûts en capital supérieur à +/- 10 M\$, par rapport à la prévision initiale fournie à l'appendice A.	0,18 cents le baril par écart de 10 M\$ dans les coûts en capital.	0,14 cents le baril par écart de 10 M\$ dans les coûts en capital.
2	Écart dans les coûts en capital excédant +/- 5 % de la prévision fournie à l'appendice A.	0,09 cents le baril par écart de 10 M\$ dans les coûts en capital.	0,07 cents le baril par écart de 10 M\$ dans les coûts en capital.
3	Augmentation du coût du capital-actions ordinaire des compagnies pipelinières au-delà du taux courant plus 200 points de base.	Pour les périodes de 1999-2007 et de 2008-2013, 0,3 cents le baril et 0,15 cents le baril, respectivement, pour chaque variation de 25 points de base du taux de rendement des compagnies pipelinières qui dépasse le taux de rendement fixé pour 1998 à l'égard des compagnies pipelinières, plus ou moins 200 points de base.	
4	Augmentation de plus de 200 points de base du coût de l'endettement, par rapport au taux courant des obligations d'épargne du Canada à long terme (5,28 %) et des obligations d'épargne américaines de 10 ans (5,65 %).	Pour la phase II et les phases subséquentes, changement de 0,1 cent le baril pour chaque variation de 50 points de base du coût de l'endettement au-dessus du seuil de 200 points de base. IPL et LPL appliqueront indépendamment l'une de l'autre la modification des droits découlant de l'accroissement du coût de l'endettement.	
5	Augmentation des taxes foncières applicables aux installations Terrace supérieure à +/- 20 % du montant prévu.	0,2 cents le baril pour chaque variation de 1 M\$ des taxes foncières, supérieure à 20 % du montant prévu.	
6	Pénalité pour manque de capacité	Réduction de 1 cent le baril par 35 000 barils de moins que la capacité spécifiée, jusqu'à ce que cette dernière soit fournie.	Réduction de 1 cent le baril par 35 000 barils de moins que la capacité spécifiée, jusqu'à ce que cette dernière soit fournie.

*les valeurs indiquées pour les éléments 3, 4 et 5 sont provisoires, sous réserve d'une décision finale.

Appendice C

**Ajustement relatif à la phase III pour LPL
Augmentation du supplément de droit durant l'année suivant celle
où les volumes pompés sont inférieurs à la cible spécifiée
(devises canadiennes)**

Volume moyen réel pompé à Clearbrook l'année précédente	Ajustement de droits pour l'année		
	2002	2003	2004-2013
Supérieur à 225 000 m ³ /j	0 cent/baril	0 cent/baril	0 cent/baril
220 000 m ³ /j à 224 999 m ³ /j	0 cent/baril	0 cent/baril	1 cent/baril
215 000 m ³ /j à 219 999 m ³ /j	0 cent/baril	1 cent/baril	2 cents/baril
210 000 m ³ /j à 214 999 m ³ /j	1 cent/baril	2 cents/baril	3 cents/baril
205 000 m ³ /j à 209 000 m ³ /j	2 cents/baril	3 cents/baril	4 cents/baril
200 000 m ³ /j à 204,999 m ³ /j	3 cents/baril	4 cents/baril	5 cents/baril

Annexe III

Exploitation du réseau d'IPL

Annexe IV

Conditions du certificat

Conditions générales

1. Sauf avis contraire de la part de l'Office, 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 du processus de demande.
2. Sauf avis contraire de la part de l'Office, IPL doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux plans et devis, et autres renseignements ou données contenus dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office.

Avant le début de la construction

3. Sauf avis contraire de la part de l'Office, la compagnie doit déposer auprès de l'Office, au moins quatorze (14) jours avant le début de la construction, le ou les calendriers de construction détaillés indiquant les principaux travaux de construction et signaler à l'Office les modifications importantes apportées aux calendriers en question au fur et à mesure qu'elles surviennent.
4. Sauf avis contraire de la part de l'Office, la compagnie doit, au moins 14 jours avant le début de la construction, soumettre à l'approbation de l'Office son programme d'assemblage sur le chantier.
5. Sauf avis contraire de la part de l'Office, IPL doit présenter à l'Office un rapport sur la faisabilité d'effectuer le franchissement des rivières Saskatchewan-sud, qu'Appelle et Souris par forage dirigé, et obtenir l'autorisation de l'Office concernant la méthode de franchissement de chacune de ces rivières au moins 14 jours avant la construction à chaque emplacement.
6. Sauf avis contraire de la part de l'Office, IPL doit, au moins 14 jours avant le début de la construction des franchissements du ruisseau Eagle (BK 393.8 et 425.9), de la rivière Saskatchewan-sud (BK 505.2), de la rivière Qu'Appelle (BK 657.0), des ruisseaux High Hill (BK 667.0), Cottonwood (BK 679.5) et Wascana (BK 689.5), des lacs Chapleau (BK 783.3), des ruisseaux Little Pipestone (BK 907.0) et Black (BK 1065.8), de la rivière Souris (BK 1073.5), du ruisseau Spring (BK 1078.4 et 1079.0), du ruisseau Oak (BK 1109.3 et 1110.3), de la rivière Cypress (BK 1120.1 et 1131,6), du ruisseau Mary Jane (BK 1164.0), de la coulée Thornhill (BK 1186.3) et du ruisseau Deadhorse (BK 1196.8) :
 - a) déposer l'évaluation des poissons et de l'habitat du poisson ainsi que toutes nouvelles mesures d'atténuation découlant de cette évaluation;
 - b) déposer l'évaluation des effets environnementaux sur l'habitat du poisson et les ressources halieutiques à chaque point de franchissement et en aval de celui-ci, traiter des aspects suivants, sans toutefois s'y limiter :

- (i) distribution des salmonidés;
- (ii) présence de salmonidés dans un tributaire;
- (iii) présence d'une frayère à moins de 100 m d'un site de franchissement de cours d'eau;
- (iv) présence d'une frayère pour espèces d'eau chaude à moins de 100 m d'un site de franchissement de cours d'eau;
- (v) présence d'une espèce menacée de disparition ou en danger;

- b) une description de toutes les procédures ou mesures supplémentaires que la Garde côtière canadienne lui a demandé de mettre en oeuvre aux franchissements des cours d'eau en question.
8. Sauf avis contraire de la part de l'Office, IPL doit, au moins 5 jours avant le début de la construction, déposer auprès de l'Office les documents suivants :
- a) copies des études archéologiques préalables à la construction menées à l'emplacement des 15 tronçons de doublement situés entre la station de pompage d'IPL à Kerrobert (Saskatchewan) et la frontière canado-américaine, près de sa station de pompage à Gretna (Manitoba);
 - b) copies de toute correspondance de la part des autorités provinciales compétentes au sujet de l'admissibilité des études archéologiques mentionnées au paragraphe a).

Pendant la construction

9. Sauf avis contraire de la part de l'Office, 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, relever l'emplacement de tous 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 et la qualité, de même que tout autre paramètre que peut prescrire 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 visés au paragraphe a);
 - c) si les travaux de dynamitage ont des effets sur le niveau ou la qualité de l'eau, fournir une source d'eau potable propre, dont le volume s'apparente à celui de la source originale, à chaque résident qui s'approvisionne au puits touché jusqu'à ce que l'eau du puits retourne à son état initial;
 - d) après les travaux de construction, effectuer des études des puits d'eau visés au paragraphe a) pour garantir 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.

Après la construction

10. IPL doit, avant le début de l'essai hydrostatique des installations comprises dans la phase I du programme d'agrandissement Terrace, fournir la confirmation que toutes les autorisations requises ou nécessaires ont été obtenues de la part des organismes de réglementation compétents et que les autorités municipales ont été consultées.
11. IPL doit, avant la mise en service des installations comprises dans la phase I du programme Terrace, déposer auprès de l'Office des mises à jour des documents suivants :

- a) le manuel des procédures d'exploitation et d'entretien de la compagnie;
 - b) l'énoncé des procédures d'urgence de la compagnie.
12. IPL doit déposer auprès de l'Office, avant la mise en service des installations comprises dans la phase I du programme Terrace, un rapport sur la réévaluation du programme de contrôle de la corrosion interne dans sa canalisation 2 actuelle, qui traite spécialement des problèmes éventuels de corrosion associés au régime d'écoulement laminaire.
13. IPL doit, conformément à l'article 58 du *Règlement sur les pipelines terrestres* («RPT»), déposer auprès de l'Office un rapport d'évaluation environnementale postérieure à la construction dans les six mois suivant la mise en service des 619 km (385 milles) de nouvelles canalisations de 914 mm (36 po) de diamètre extérieur destinées à relier entre eux les tronçons établis de 1 219 mm (48 po) de diamètre extérieur. 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.
14. IPL doit, conformément à l'article 58 du RPT, déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre suivant chacune des deux premières saisons de croissance complètes après le dépôt du rapport d'évaluation environnementale mentionné à la condition 13, 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.
15. Sauf avis contraire de la part de l'Office donné avant le 31 décembre 1999, le présent certificat expirera le 31 décembre 1999 à moins que la construction et d'aménagement des installations projetées n'ait débuté à cette date.

Annexe V

Ordonnance XO-J1-16-98

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; demande déposée auprès de l'Office sous le numéro de dossier 3200-J001-5.

DEVANT l'Office, le 2 juin 1998.

ATTENDU QU'IPL a déposé auprès de l'Office une demande en date du 2 décembre 1997, modifiée le 31 mars 1998, concernant la mise en oeuvre de la phase I du programme d'agrandissement Terrace, à un coût global estimatif de 610 millions \$;

ATTENDU QU'IPL, dans le cadre de sa demande visant la phase I du programme d'agrandissement Terrace, a demandé à l'Office d'approuver, aux termes de l'article 58 de la Loi, l'ensemble des ajouts, remplacements et modifications d'unités de pompage ainsi que les installations et la tuyauterie de station connexes, qui sont détaillés à l'appendice A (les «installations des stations»);

ATTENDU QUE l'Office, conformément à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* («LCÉE»), a effectué un examen environnemental préalable des installations des stations ainsi qu'examiné l'information présentée par IPL;

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 proposées ainsi que des conditions énoncées dans la présente ordonnance, les installations des stations ne sont pas susceptibles d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement;

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

IL EST ORDONNÉ QUE, conformément à l'article 58 de la Loi, les installations des stations sont exemptées des exigences des articles 30, 31 et 47 de la Loi, sous réserve des conditions suivantes :

1. Sauf avis contraire de la part de l'Office, 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 du processus de demande.
2. Sauf avis contraire de la part de l'Office, IPL doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux plans et devis, et autres renseignements ou données contenus dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office.

3. Sauf avis contraire de la part de l'Office, la compagnie doit déposer auprès de l'Office, au moins quatorze (14) jours avant le début de la construction, le ou les calendriers de construction détaillés indiquant les principaux travaux de construction et signaler à l'Office les modifications importantes apportées aux calendriers en question au fur et à mesure qu'elles surviennent.
4. Sauf avis contraire de la part de l'Office, la compagnie doit, au moins 14 jours avant le début de la construction, soumettre à l'approbation de l'Office son programme d'assemblage sur le chantier.
5. IPL doit, avant le début de l'essai hydrostatique des installations des stations, fournir la confirmation que toutes les autorisations requises ou nécessaires ont été obtenues de la part des organismes de réglementation compétents et que les autorités municipales ont été consultées.
6. IPL doit, avant la mise en service des installations des stations, déposer auprès de l'Office des mises à jour des documents suivants :
 - a) le manuel des procédures d'exploitation et d'entretien de la compagnie;
 - b) l'énoncé des procédures d'urgence de la compagnie.
7. 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 de l'installation de nouvelles pompes électriques à l'intérieur ou dans le voisinage immédiat de sept stations de pompage existantes d'IPL 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.
8. Sauf avis contraire de la part de l'Office, donné avant le 31 décembre 1999, la présente ordonnance expirera le 31 décembre 1999 à moins que les travaux de construction et d'aménagement des installations projetées n'aient débuté à cette date.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Michel L. Mantha
Secrétaire

Annexe VI

Ordonnance AO-1-XO-J1-10-98

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»), déposée auprès de l'Office sous le numéro de dossier 3200-J001-5.

DEVANT l'Office, le 2 juin 1998.

ATTENDU QUE l'Office a délivré antérieurement l'ordonnance XO-J1-10-98 pour approuver l'installation de trois gares de lancement et de réception de racleur devant être utilisées dans les tronçons de canalisation de 1 219 mm (48 po) de diamètre extérieur situés en amont des stations Herschel, Glenavon et Glenboro d'IPL;

ATTENDU QU'IPL a déposé auprès de l'Office une demande en date du 2 décembre 1997, modifiée le 31 mars 1998, concernant la mise en oeuvre de la phase I du programme d'agrandissement Terrace, dans laquelle elle a demandé que l'ordonnance XO-J1-10-98 soit modifiée pour l'autoriser à changer l'emplacement de trois gares de lancement de racleur antérieurement approuvées en vue de les mettre en service aux stations Loreburn, Craik et Odessa d'IPL (le «projet»);

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

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 proposées par IPL, le projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement;

IL EST ORDONNÉ QUE l'ordonnance XO-J1-10-98 est modifiée, conformément à l'article 21 de la Loi, et que le projet est exempté des exigences des articles 30, 31 et 47 de la Loi, sous réserve de la condition suivante :

Sauf avis contraire de la part de l'Office, donné avant le 31 décembre 1999, la présente ordonnance expirera le 31 décembre 1999 à moins que la construction et d'aménagement du projet n'ait débuté à cette date.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Michel L. Mantha
Secrétaire