



Office national de l'énergie

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.

Demande relative à des installations

GHW-1-89

Juin 1989

© Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1989

N° du Cat. NE 22-1/1989-9F
ISBN 0-662-95583-8

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

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

Imprimé au Canada

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations	(ii)
Exposé et parties intéressées	(iv)
Chapitre 1	
Historique	1
1.1 La demande	1
1.2 Détail de la demande	1
1.3 Exploitation intégrée existante	2
1.4 Exploitation séparée proposée	2
Chapitre 2	
Besoins et installations	4
2.1 Besoins	4
2.2 Installations	5
2.3 Répartition des coûts	9
3. Opinions de l'Office	10
4. Décision	12

Liste des annexes

I Liste des questions	13
II Plan du réseau préliminaire	14
III Schéma de la configuration d'exploitation actuelle des installations de Foothills et NOVA ...	15
IV Schéma de la configuration d'exploitation proposée des installations de Foothills et NOVA ..	16
V Plan de localisation des installations proposées	17
VI Ordonnance XG-7-89 de l'Office	18

Abréviations

APC	Association pétrolière du Canada
ASPIC	Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
C	Celsius
d.e.	diamètre extérieur
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
Foothills	Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Foothills (Sask.)	Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.
Foothills (Yukon)	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
km	kilomètre
kPa	kilopascal
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
m ³ /j	mètre cube par jour
mm	millimètre
MW	mégawatt
NCO	North Canadian Oils Limited
Northern Border	Northern Border Pipeline Co.
Northwest Alaskan	Northwest Alaskan Pipeline Co.
NOVA	NOVA Corporation of Alberta
Office	Office national de l'énergie
Pan-Alberta	Pan-Alberta Gas Ltd.
pi ³ /j	pié cube par jour

Réseau préliminaire	Phase I de l'Alaska Natural Gas Transportation System
Shell	Shell Canada Limitée
Suncor	Suncor Inc.
United	United Gas Pipeline Company
WGML	Western Gas Marketing Ltd.

Exposé et parties intéressées

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

RELATIVEMENT À une demande présentée par Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. (Foothills), conformément à l'article 58 de la Loi, afin d'être exemptée de l'application des dispositions de l'alinéa 30(1)a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi; laquelle demande a été déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1555-F6-9; et

RELATIVEMENT AUX Instructions relatives à la procédure contenues dans l'Ordonnance GHW-1-89, dans sa version modifiée.

DEMANDE INSTRUITE par voie de mémoires.

DEVANT:

A.D. Hunt	Membre président
J.-G. Fredette	Membre
J.R. Jenkins	Membre

PARTIES INTÉRESSÉES:

AEC Oil and Gas Company
Commission de commercialisation du pétrole de l'Alberta
La Compagnie des Pétroles Amoco Canada Ltée.
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Association pétrolière du Canada
Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd.
Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada
Northern Border Pipeline Company
North Canadian Oils Ltd.
Pan-Alberta Gas Ltd.
Pan-Alberta Resources Ltd.
ProGas Limited
SaskEnergy Corporation
Shell Canada Limitée
Suncor Inc.
United Gas Pipeline Company
Vector Energy Inc.
Western Gas Marketing Ltd.
Western Gas Marketing Ltd. au nom de TCR Empress Ltd.

Chapitre 1

Historique

1.1 La demande

Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. possède et exploite un gazoduc d'environ 379 kilomètres (km) de long, avec stations de compression, entre le point d'interconnexion à la station de compression de Schrader Creek du réseau de NOVA Corporation of Alberta (NOVA), près de Caroline (Alberta) et le point d'interconnexion au réseau de Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. (Foothills (Sask.)), à la frontière

- iii) permettre à Foothills (Sask.) d'accroître sa capacité contractuelle dans la zone 9 d'environ 7,79 $10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($275 \cdot 106 \pi^3/\text{j}$), l'aménagement subséquent d'installations relativement peu coûteuses devant permettre de répondre à la demande attendue dans la zone 9.

Les installations proposées sont les suivantes:

- i) station de compression - décompression à proximité de l'usine de dégazolinage Empress II, dont le coût estimatif est de 34 377 000 \$; et,
- ii) un nouveau tronçon d'interconnexion de d.e. (diamètre extérieur) de 610 mm (millimètres) branché sur le réseau de NOVA près de la station de compression Princess de cette dernière, au coût estimatif de 136 000 \$.

Un plan du réseau préliminaire est à l'annexe II.

1.3 Exploitation intégrée existante

Le réseau de Foothills est actuellement intégré à celui de NOVA, entre la station de compression de Schrader Creek, près de Caroline et Empress, en Alberta. Un schéma de la configuration d'exploitation actuelle de ces canalisations en Alberta est à l'annexe III. Ce mode d'exploitation intégré est possible grâce à des croisements entre les deux gazoducs du côté aval de la station de compression de NOVA à Schrader Creek, des côtés aspiration et refoulement de la station de compression de la station Hussar de NOVA et du côté entrée de la station Princess de NOVA. Il existe également des raccordements entre les deux réseaux à Empress, en aval et en amont des usines de dégazolinage. Ces dernières servent à extraire les hydrocarbures lourds (éthane, propane et butane, par ex.) du gaz transporté.

Lorsque les raccords entre les réseaux de NOVA et de Foothills sont utilisés, et que Foothills a recours à la compression de NOVA, il y a intégration des deux réseaux dans la zone 6. Par conséquent, la pression maximale de service admissible pour ce qui est du gaz véhiculé par le réseau intégré Foothills-NOVA ne peut dépasser la pression la plus basse des deux canalisations, au point de raccordement. Le pression maximale admissible de Foothills est de 8690 kPa (kilopascals). Celle de NOVA, dans cette partie du réseau, décroît de 6 450 kPa à Schrader Creek à 5 690 kPa à l'est de Princess. Par conséquent, le réseau Foothills ne peut atteindre le plein potentiel que lui procure sa pression admissible supérieure.

Foothills livre du gaz à NOVA près d'Empress à une pression voisine de 4 400 kPa. Une fois traité à l'usine d'Empress, le gaz à destination de la zone 9 passe par la station de comptage de NOVA à McNeill, puis est réacheminé au réseau de Foothills. Ces détours font baisser la pression de service du gazoduc, à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, à environ 4000 kPa.

1.4 Exploitation séparée proposée

Afin de:

- i) donner au gazoduc la capacité voulue pour assurer le transport des volumes additionnels demandés par NOVA vers la frontière Saskatchewan-Alberta;
- ii) enlever le bouchon sur son réseau à Empress; et,

- iii) rendre possible l'expansion du réseau dans la zone 9 sans engager d'importantes immobilisations,

Foothills propose d'accroître la pression de service de son gazoduc dans la zone 6 de sorte qu'elle soit plus proche du maximum admissible en séparant son réseau de celui de NOVA. Un schéma de cette configuration d'exploitation est à l'annexe IV. Cette séparation serait réalisée en fermant les soupapes d'isolement actuellement aménagées le long des canalisations d'interconnexion des deux réseaux, en aval de la station de compression Schrader Creek de NOVA, exception faite de la connexion existante près d'Empress et celle qui est proposée à Princess, puisque ces dernières continueraient à servir à des échanges de gaz.

Ces modifications faites au réseau, la pression de service du gaz livré à Foothills à la station Schrader Creek de NOVA et celle du gaz sortant de la station de compression 367 de Foothills à Jenner serait moins limitée par la pression inférieure imposée par le réseau de NOVA. Le gaz serait normalement livré à Empress à environ 6 900 kPa.

Dans la région d'Empress, la majeure partie du gaz à destination de la zone 9 passerait d'abord par le compteur que NOVA se propose d'installer à sa nouvelle station de comptage Empress East, au même emplacement que la station McNeill, déjà en place. Le gaz se rendrait ensuite à l'usine de dégazolinage Empress II par une canalisation d'environ 1,6 km que NOVA se propose de construire. À l'usine Empress II, le gaz serait décomprimé avant le traitement, puisque la pression admissible de cette usine est de 4 480 kPa.

Une fois soumis au procédé de dégazolinage, les volumes de gaz destinés à l'exportation par Monchy seraient recomprimés par l'installation proposée par Foothills, la pression atteignant de nouveau 6 900 kPa. Ce gaz serait ensuite réacheminé au compteur de la station McNeill de NOVA par un autre nouveau tronçon de 1,6 km proposé par NOVA. Une fois passé au recomptage, le gaz serait retourné au réseau de Foothills et transporté vers la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. Les installations d'Empress figurent sur le plan de localisations de l'annexe V.

Chapitre 2

Besoins et installations

2.1 Besoins

2.1.1 Zone 6

Foothills a fait valoir que, si sa demande est approuvée, le contrat de service garanti conclu le 15 février 1982 par Foothills (Yukon) et NOVA pourrait être modifié, à compter du 1^{er} novembre 1990 pour y incorporer un accroissement du volume de réception maximum par jour prévu de NOVA à Caroline, qui passerait à 30,20 10⁶m³/j (1 066 10⁶pi³/j).

Par suite de la modification dudit contrat de service garanti, la part de NOVA des frais du coût de service de la zone 6 passerait de 58,57 à 63,81 %.

2.1.2 Zone 9

Pour ce qui est de la nécessité d'accroître la capacité de la zone 9, NOVA a prévu devoir y livrer 2,09 10⁶m³/j (74 10⁶pi³/j) de plus que les volumes contractuels actuels de 30,77 10⁶m³/j (1 086 10⁶pi³/j). D'autre part, cette prévision n'était pas confirmée par des protocoles, ententes préalables ou contrats.

Foothills a fait valoir qu'elle comptait sur des contrats de service garanti représentant 13,88 10⁶m³/j (490 10⁶pi³/j) de plus dans la zone 9 à partir du 1^{er} novembre 1990. De ce volume, 4,25 10⁶m³/j (150 10⁶pi³/j) figure dans les présentations de Shell Canada Ltée. (Shell), Suncor Inc. (Suncor) et Western Gas Marketing Ltd. (WGML) à ce sujet. Foothills a aussi signalé qu'elle s'attendait à un nouvel accroissement des volumes garantis dans la zone 9 en 1991-1992, d'après les demandes reçues des expéditeurs possibles.

En revanche, dans l'hypothèse la plus probable, qui est un accroissement de 4,25 10⁶m³/j (150 10⁶pi³/j) intéressant le réseau de Northern Border, Foothills prévoit que les livraisons à la zone 9, par Monchy, seront portées à 34,7 10⁶m³/j (1 225 10⁶pi³/j) en 1991-1992.

Opinions des parties intéressées

North Canadian Oils Limited (NCO) a fait valoir que la diffusion imminente des Motifs de décision MH-2-88 de l'Office¹, relativement à la demande qu'elle a présentée afin d'avoir accès au service de Foothills (Yukon), pourraient se répercuter sur d'autres expéditeurs possibles de la zone 9. Par conséquent, elle a estimé que la décision de l'Office pourrait avoir un effet sur les besoins de capacité de la zone 9 et les besoins d'acheminement de la zone 6 à la zone 9. De plus, NCO a estimé que ceci pourrait se répercuter sur la répartition des coûts de la zone 6. En partie pour ces

¹ Motifs de décision, North Canadian Oils Limited, MH-2-8, mai 1988, Tarif et transport (rendus publics en juin 1989).

raisons, NCO a proposé de reporter à une date ultérieure tout commentaire au sujet de la demande de Foothills.

L'Association des sociétés pétrolières indépendantes du Canada (ASPIC) a appuyé la demande de Foothills, mais elle estimait aussi que toute décision devrait attendre la diffusion des Motifs de décision MH-2-88, puisque cette décision pourrait apporter des changements qui modifieraient le besoin de service garanti du réseau de Foothills.

United Gas Pipeline Co. (United) était d'avis que l'accroissement potentiel de la capacité de la Zone 9 n'était pas appuyé par des besoins clairement identifiés. De plus, United a soutenu qu'il ne devait y avoir aucun accroissement de la capacité de la Zone 9 tant que la question de l'utilisation future du réseau de Northern Border n'était pas réglée et qu'il n'y avait pas entente entre Pan-Alberta Gas Limited (Pan-Alberta) et United. Pan-Alberta et United négociaient le remplacement de l'entente contractuelle intérimaire d'une durée de deux années qui prenait fin le 1^{er} juillet 1989.¹

Foothills a répondu qu'il n'était pas approprié d'attendre le règlement entre Pan-Alberta et United parce qu'il n'aurait aucune répercussion sur le contrat de service entre Foothills (Yukon) et Pan-Alberta.

Foothills a aussi mentionné que les critères de service garanti faisaient l'objet des délibérations MH-2-88. Jusqu'à ce que les motifs de décision soient rendus publics, elle s'est dite incapable de donner suite aux demandes de volumes additionnels garantis émanant d'éventuels expéditeurs de la Saskatchewan. Foothills s'attendait à ce que les expéditeurs en puissance passent des contrats de service garanti ou ententes préalables dans un délai raisonnable une fois diffusés les Motifs de décision MH-2-88 de l'Office.

Tous les autres intervenants ont affirmé n'avoir aucune préoccupation au sujet de l'accroissement des volumes dans les zones 6 et 9 dont se sert Foothills pour appuyer sa demande.

2.2 Installations

2.2.1 Installations envisagées par Foothills

Station de décompression-recompression

Foothills proposait d'aménager une station de décompression-recompression à proximité de l'usine de dégazolinage Empress II. Il s'agirait au départ d'une seule unité de traitement composée d'appareils jumelés en parallèle, chaque groupe parallèle constituant un ensemble.

À l'entrée de la station, le gaz provenant de la canalisation à environ 6 900 kPa passerait d'abord par un séparateur gaz-liquide. Afin de porter le gaz à la température d'entrée obligatoire de l'usine, qui est

¹ L'Office signale que le 6 juin 1989, Pan-Alberta a annoncé avoir conclu avec United un protocole d'entente prévoyant les modalités d'un règlement.

de 10⁰ Celsius (C), il faudrait d'abord le réchauffer grâce à des échangeurs de chaleur gaz-gaz, la chaleur même étant produite par le gaz résiduel recomprimé. Ensuite, des turbodétenteurs serviraient à abaisser la pression à 4240 kPa afin de respecter la pression maximale d'opération de l'usine de dégazolinage Empress II.

Après certaines autres pertes de pression mineures dans l'usine même, le gaz retourné à la station de décompression-recompression serait tout d'abord partiellement recomprimé. Cette fonction serait remplie par des compresseurs à frein mûs par les turbodétenteurs. L'efficacité globale de ce procédé est voisine de 55 %, ce qui produit une pression d'environ 5 525 kPa en aval des compresseurs à frein. Par conséquent, afin d'enlever complètement le bouchon du circuit, il faudrait procéder à une nouvelle recompression afin de respecter la pression nominale d'entrée du gazoduc, qui est de 6 900 kPa. Foothills proposait de recourir à deux compresseurs de 7 mégawatts pour assurer cette montée finale de pression. Le gaz résiduel recomprimé, qui est chaud, se refroidirait partiellement en passant par les échangeurs de chaleur gaz-gaz qui préchauffent le gaz entrant dans la station de compression~recompression. Le gaz serait encore refroidi au besoin par un passage à travers des échangeurs refroidis à l'eau. Enfin, le gaz résiduel refroidi retournerait au gazoduc à sa pression de transport originale et à une température de sortie inférieure à 30⁰ C.

La station de décompression-recompression serait conçue pour un volume de sortie de 38,2 10⁶m³/j (1 350 10⁶pi³/j), ce qui correspond à peu près à la capacité contractuelle maximale des zones 6 et 9, sans compression additionnelle. Il ne serait donc pas nécessaire de modifier l'usine de chevauchement Empress II pour l'adapter à ces nouvelles installations. S'il devenait nécessaire d'accroître les installations pour permettre une augmentation de capacité contractuelle dans la zone 6 ou la zone 9, un troisième ensemble pourrait y être ajouté, ce qui rendrait possible une capacité ultime de 51 10⁶m³/j (1 800 10⁶pi³/j).

Interconnexion de Princess

Selon le mode d'exploitation prévu par Foothills pour la zone 6, ses canalisations fonctionneraient indépendamment de celles de NOVA jusqu'à un point situé non loin de la station de compression Princess de cette dernière. A cet endroit, selon le schéma d'écoulement fourni par Foothills, NOVA livrerait à Foothills un volume quotidien net de 0,346 10⁶m³/j (12 10⁶pi³/j), à une pression de 5 599 kPa. Bien qu'il existe un croisement à l'entrée de la station Princess, la pression du gaz à cet endroit du réseau de NOVA est trop faible pour lui permettre de respecter le niveau de livraison prévu de 5 599 kPa. Par conséquent, une nouvelle interconnexion de d.e. de 610 mm entre les deux réseaux serait aménagée en aval de la station de compression Princess de NOVA.

Foothills serait propriétaire et exploitant de la partie des installations ainsi interconnectées qui est située sur son emprise. Il s'agit d'un manchon de réduction en T de 1 067 à 610 mm de d.e. et des conduites accessoires, le tout devant respecter la pression de service admissible de Foothills, qui est de 8 690 kPa.

Foothills a concédé que la limite de pression imposée par ce croisement, bien qu'elle soit acceptable au plan hydraulique pour cette expansion, ne le serait pas pour toute expansion future entraînant un accroissement de compression dans la zone 6.

2.2.2 Autres possibilités

Foothills a affirmé, dans sa demande, qu'elle a examiné deux autres possibilités relativement à la station de décompression-recompression.

La première consisterait à aménager une station de décompression-recompression conçue pour permettre un volume de sortie de $51 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($1\,800 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) qui correspond à la capacité approximative des zones 6 et 9, à pleine puissance, en aval d'Empress. Dans ce cas, il faudrait trois ensembles plutôt que deux, comme le prévoit la demande. Le coût d'installation d'un troisième ensemble a été estimé et comparé à celui de la construction de l'installation en deux étapes, selon l'accroissement du volume, la première étape faisant l'objet de la demande de Foothills.

L'analyse du coût a montré que l'installation d'un troisième ensemble, dès le départ, ferait augmenter l'engagement de capital d'environ 5,1 millions de dollars par rapport à l'installation de deux ensembles seulement. De plus, le coût d'exploitation annuel augmenterait de 1,4 million de dollars. Vu l'incertitude au sujet du moment où ce surcroît de capacité deviendrait nécessaire, Foothills a estimé qu'il ne serait pas avantageux d'aménager un troisième ensemble pour le moment.

Foothills a étudié une deuxième possibilité, non liée à la station de décompression-recompression, afin d'accroître la pression de service de son gazoduc dans la région d'Empress. Cette autre possibilité consisterait à construire une nouvelle station de compression en aval des usines d'Empress, ceci afin de maintenir la configuration à basse pression actuelle de la zone 6. Il s'agissait de "l'option d'expansion à basse pression" par opposition à "l'option d'expansion à haute pression" comprise dans la demande.

Cette nouvelle station de compression consisterait en deux compresseurs de 26 MW et 14 refroidisseurs à gaz, permettant une capacité initiale de $38,24 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($1\,350 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$). Pour atteindre la capacité ultime de $51 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ($1\,800 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$), il faudrait trois compresseurs de 26 MW et 18 refroidisseurs.

Foothills a comparé le coût en capital des deux options, capacité initiale et capacité ultime. Ses estimations sont au tableau 1 ci-dessous. Foothills a fait valoir que ces estimations montraient que l'option haute pression était manifestement moins onéreuse que l'option basse pression, au débit initial et ultime prévu pour la zone 9.

Tableau 1

Coût en capital des options d'expansion à haute et à basse pression

Option	Coût en capital	
	Capacité initiale (millions \$)	Capacité ultime (millions \$)
Expansion à basse pression	79,1	105,5
Expansion à haute pression	34,4	40,5

2.2.3 Installations de moindre envergure

À la demande de l'Office, Foothills a donné le détail des deux options de station de décompression-recompression dans l'hypothèse de débits moindres. Le résultat est au tableau 2 sur la page suivante. Chaque scénario est abordé dans les paragraphes qui suivent.

Tableau 2

Installations de moindre envergure

Hypothèse	Volume nominal		Coût en capital (millions \$)	Coût supplémentaire (millions \$)
	(10⁶m³/j)	(10⁶pi³/j)		
Conception	38,24	1 350	34,4	—
Scénario 1	34,70	1 225	33,5	6,6 ¹
Scénario 2	32,70	1 155	24,5	6 à 7 ²

1 Coût en fonction

Coût laonn ergureesubsn aquant,tpaeilsnrecompression tnrfroidisseursnréiduel.

Opinions des parties intéressées

United, d'après les besoins de NOVA uniquement, a estimé que les installations envisagées par la demande ne seraient pas nécessaires. Elle a signalé que d'après les propos avancés par Foothills dans sa demande, il serait manifestement possible de répondre aux exigences de NOVA en ayant recours à la configuration actuelle de la zone 6. De plus, United a affirmé que la station de décompression-recompression proposée ne servirait qu'à faciliter l'accroissement de la capacité de la zone 9.

Foothills a estimé que ses présentations justifiaient amplement ces installations et qu'il s'agissait de la façon la plus efficace et efficiente de porter la capacité au niveau voulu.

Les autres parties intéressées n'ont exprimé aucune préoccupation au sujet de la conception technique des installations envisagées.

2.3 Répartition des coûts

Foothills a affirmé que le coût en capital devrait être compris dans la base de taux de la zone 6 parce que les installations y sont situées et serviraient à permettre un accroissement du volume dans cette zone.

Opinions des parties intéressées

L'ASPIC et l'Association pétrolière canadienne (APC) ont affirmé que la question devrait être réexaminée au moment où l'on commencera à exploiter la capacité accrue de la zone 9.

De l'avis de United, le coût en capital devrait faire partie du calcul de la base de taux de la zone 9 parce que les installations envisagées serviraient à enlever un bouchon qui affecte les livraisons à la zone 9.

En réponse, Foothills a fait valoir que d'après le tarif de phase I de Foothills (Yukon), qui inclut le calcul d'un coût de service distinct pour chaque zone, les installations envisagées devraient recevoir le même traitement que les autres de la même zone. Pour ce qui est de l'avis de United, Foothills a signalé que le but des installations envisagées est de permettre d'augmenter la pression de service de la zone 6 et que la pression accrue disponible à la frontière Alberta-Saskatchewan serait à l'avantage de la zone 9.

Foothills a ajouté que les installations envisagées ne serviraient pas exclusivement à NOVA, à l'usine Empress II ou aux expéditeurs de la zone 9. NOVA aurait les mêmes avantages que les expéditeurs de la zone 6.

Pan-Alberta et WGML, au nom de TCR Empress Ltd., ont convenu de ce que les installations envisagées ne procureraient aucun avantage direct à l'usine Empress II. Ces deux parties et les autres intervenants appuyaient l'inclusion du coût en capital de ces installations dans la base des taux de la zone 6.

Chapitre 3

Opinions de l'Office

Il est possible d'augmenter la capacité de la canalisation de Foothills dans la zone 6 en fermant les soupapes de croisement qui le relie à celui de NOVA, ce qui permettrait à Foothills de tirer meilleur parti de sa conception à haute pression.

Le gouvernement de l'Alberta a comme politique officielle de faire en sorte que le gaz naturel quittant la province soit épuré des hydrocarbures lourds qu'il contient dans toute la mesure du possible. En application de cette directive, il faut temporairement détourner le gaz de la canalisation de Foothills sur l'usine de dégazolinage Empress II, dont la pression admissible est de 4 480 kPa. En supposant qu'une capacité accrue sera nécessaire dans la zone 9 à brève échéance, l'Office estime que le recours à un mode à haute pression reposant sur l'aménagement d'une station de décompression-recompression est plus efficace que l'option basse pression et est préférable à cette dernière comme moyen de faire bénéficier la zone 9 des avantages qu'offre son isolation partielle du réseau de NOVA dans la zone 6, tout en maintenant la possibilité de dégazolinage à la pression admissible limitée de l'usine Empress.

Pour ce qui est des options à haute pression considérées, l'Office convient avec Foothills qu'il serait prématuré d'aménager un troisième ensemble dès maintenant pour amener à pleine puissance la capacité du tronçon est. L'Office est d'avis que l'option d'installations de moindre envergure autorisant un débit de $34,7 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1 \text{ } 225 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) n'est pas suffisamment économique, au plan du capital, pour se justifier. L'autre option d'installations de moindre envergure considérée par Foothills permet une économie appréciable de capital, environ dix millions de dollars, mais elle limite le débit à $32,58 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($1 \text{ } 150 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$), ce qui est inférieur à la capacité contractuelle vraisemblable de la zone 9 en 1990-1991, si la FERC approuve la demande de Northern Border. L'effet conjugué de cette réduction de débit et de dépenses de capital accrues rendues nécessaires par l'expansion des installations rend cette option peu attrayante. Ayant examiné attentivement les données fournies par Foothills en matière de terrains et d'environnement, l'Office estime que le projet envisagé ne pose aucune difficulté de nature environnementale ou liée à l'utilisation des terres. Par conséquent, l'Office estime que la configuration décompression-recompression faisant l'objet de la demande de Foothills constitue l'approche optimale étant donné la situation actuelle.

L'Office exige souvent que des contrats, ententes préalables ou protocoles soient produits par le demandeur à l'appui d'une demande intéressant des ajouts importants à un réseau. Bien que Foothills n'ait pu déposer ce genre de documents, l'Office hésite à reporter sa décision dans l'attente de la conclusion de telles conventions en raison du temps que prend l'obtention de certains équipements et parce qu'il s'agit d'immobilisations relativement modestes. L'Office a préféré plutôt évaluer les perspectives d'expansion du réseau de Northern Border et la possibilité de signature de contrats visant une capacité accrue dans la zone 9 à temps pour l'année contractuelle 1990-1991.

Les éléments d'information fournis donnent à penser que l'intérêt à l'égard d'un accroissement de capacité de la zone 9 est suffisant pour que soient signés des contrats de service garanti accru, en 1990-1991, représentant jusqu'à $4,25 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($150 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$). Le règlement envisagé entre Pan-Alberta et United, annoncé le 6 juin 1989, vient étayer cette affirmation. Ce règlement remplacera le contrat provisoire de deux ans passé entre ces deux sociétés ainsi que les contrats d'achat de gaz naturel signés en 1978 par Pan-Alberta, Northwest Alaskan Pipeline Co. (Northwest Alaskan) et United. En

vertu du règlement, Pan-Alberta prendra à son compte tous les droits et toutes les obligations de United découlant du contrat passé entre cette dernière et Northwest Alaskan. Le règlement en question pourrait donner le surcroît de stabilité nécessaire pour éliminer toute incertitude au sujet de la demande déposée par Northern Border auprès de la FERC le 10 janvier 1989, modifiée le 14 avril 1989.

Dans l'exercice de ses droits en vertu dudit règlement, Pan-Alberta voudra peut-être profiter des nouveaux débouchés offerts par les acheteurs en file d'attente chez Foothills. D'autre part, vu la capacité demandée actuellement pour la zone 9, pour 1990-1991, l'Office a bon espoir qu'il y aura suffisamment de contrats de service garanti intéressant des volumes accrus pour justifier une augmentation de la capacité de cette zone. L'Office constate aussi que Foothills a reçu d'autres manifestations d'intérêt visant la capacité pour l'année 1991-1992. À la lumière de ces faits et des tendances actuelles, l'Office s'attend à ce qu'il devienne nécessaire d'autoriser de nouvelles augmentations de capacité d'exportation par Monchy.

Sous réserve de l'ajout ultérieur de certaines petites installations, l'Office reconnaît qu'en l'absence de contrats fermes, de protocoles ou d'ententes préalables, on lui demande d'approuver à l'avance un accroissement de la capacité de la zone 9. En revanche, pour les motifs ci-haut, l'Office estime qu'il est conforme à l'intérêt public de prévoir à l'avance un certain accroissement de capacité du tronçon est, sous réserve de l'analyse des effets que cela aurait sur le coût du service.

L'Office constate que les installations faisant l'objet de la demande, de concert avec le mode d'exploitation envisagé pour la zone 6, auront pour effet de rendre possible une augmentation voisine de 25 % ($38,2 \cdot 10^6 \text{m}^3/\text{j}$ ou $1\,350 \cdot 10^6 \text{pi}^3/\text{j}$) de la capacité contractuelle du tronçon est. D'autre part, le coût estimatif total en capital des installations envisagées n'équivaut qu'à 6,5 % du Compte des gazoducs en service pour le premier trimestre de 1989, moins la dépréciation accumulée du tronçon est. Ceci dit, l'Office estime que le coût des installations envisagées est modeste par rapport aux avantages qu'elles peuvent procurer.

La diffusion de la décision MH-2-88 par l'Office le 6 juin 1989 et l'annonce du règlement imminent entre Pan-Alberta et United, également le 6 juin, écartent les suggestions de certaines parties à l'effet de reporter toute décision à une date ultérieure.

En ce qui concerne la demande déposée par Foothills afin que le coût réel des installations envisagées, soit 34 513 000 \$, fasse partie du calcul de la base de taux de la zone 6, l'Office constate que la plupart des intervenants sont en faveur de cette démarche et il estime que cette méthode de recouvrement des coûts est appropriée en ce moment.

À la lumière de ce qui précède, l'Office est d'avis que les installations faisant l'objet de la demande dont il est saisi sont conformes à l'intérêt public. Par conséquent, l'Office a délivré l'ordonnance XG7-89 (annexe VI) ayant pour but d'autoriser la construction desdites installations. L'Office autorise également Foothills à inclure le montant réel du coût de construction de ces installations, jusqu'à concurrence de 34 513 000 \$, dans sa base de taux de la zone 6.

Chapitre 4

Décision

Les chapitres précédents, de même que l'ordonnance XG-7-89, constituent les Motifs de décision et décision de l'Office relativement à cette demande.

A.D. Hunt
Membre président

J.-G. Fredette
Membre

J.R. Jenkins
Membre

Ottawa, Canada
Juin 1989

Annexe I

Liste des questions

(Extrait de l'ordonnance d'audience GHW-1-89, dans sa version modifiée)

Au cours de l'audience, l'Office entend examiner, mais non de façon exclusive, les questions suivantes en plus de celles qui figurent dans la demande elle-même.

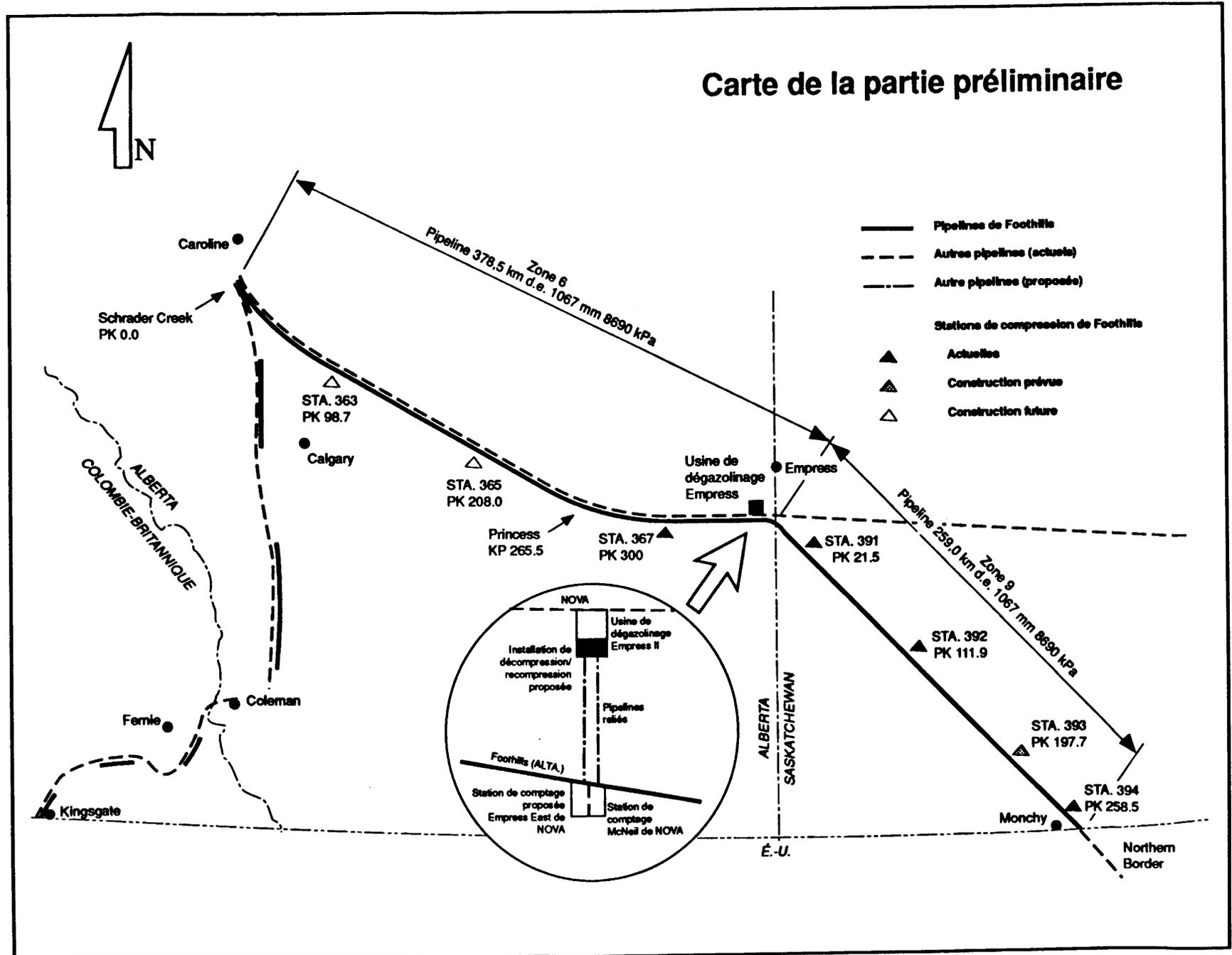
1. Est-il nécessaire d'exiger des contrats de service garanti à long terme intéressant le réseau de Foothills et les canalisations en amont et en aval de celui-ci à l'appui de l'accroissement du service dans les zones 6 et 9, ou est-il conforme à l'intérêt public de prévoir une telle augmentation du service en fonction de l'existence d'ententes à court terme, de protocoles ou de contrats anticipés?
2. Eu égard au fait que le réseau de Foothills a été conçu pour fonctionner indépendamment, dans la zone 6, les installations envisagées constituent-elles la façon la plus efficace d'assurer le service accru désiré dans les zones 6 et 9, à la lumière des autres options?
3. a) Aux fins de répartition des coûts, les installations de décompression-recompression doivent-elles être considérées comme desservant
 - i) les expéditeurs de Foothills dans la zone 6,
 - ii) NOVA,
 - iii) les entreprises avantagées par le procédé d'extraction des liquides,
 - iv) les expéditeurs de Foothills dans la zone 9,
 - v) une combinaison des intérêts ci-dessus?
- b) Dans la mesure où les parties recommandent qu'à des fins de répartition des coûts, les installations envisagées desservent d'autres intérêts que ceux des expéditeurs de la zone 6, quelle est la meilleure méthode à adopter pour calculer les droits?

Annexe II

Plan du réseau préliminaire

Figure a2-1
Carte de la partie préliminaire

Carte de la partie préliminaire

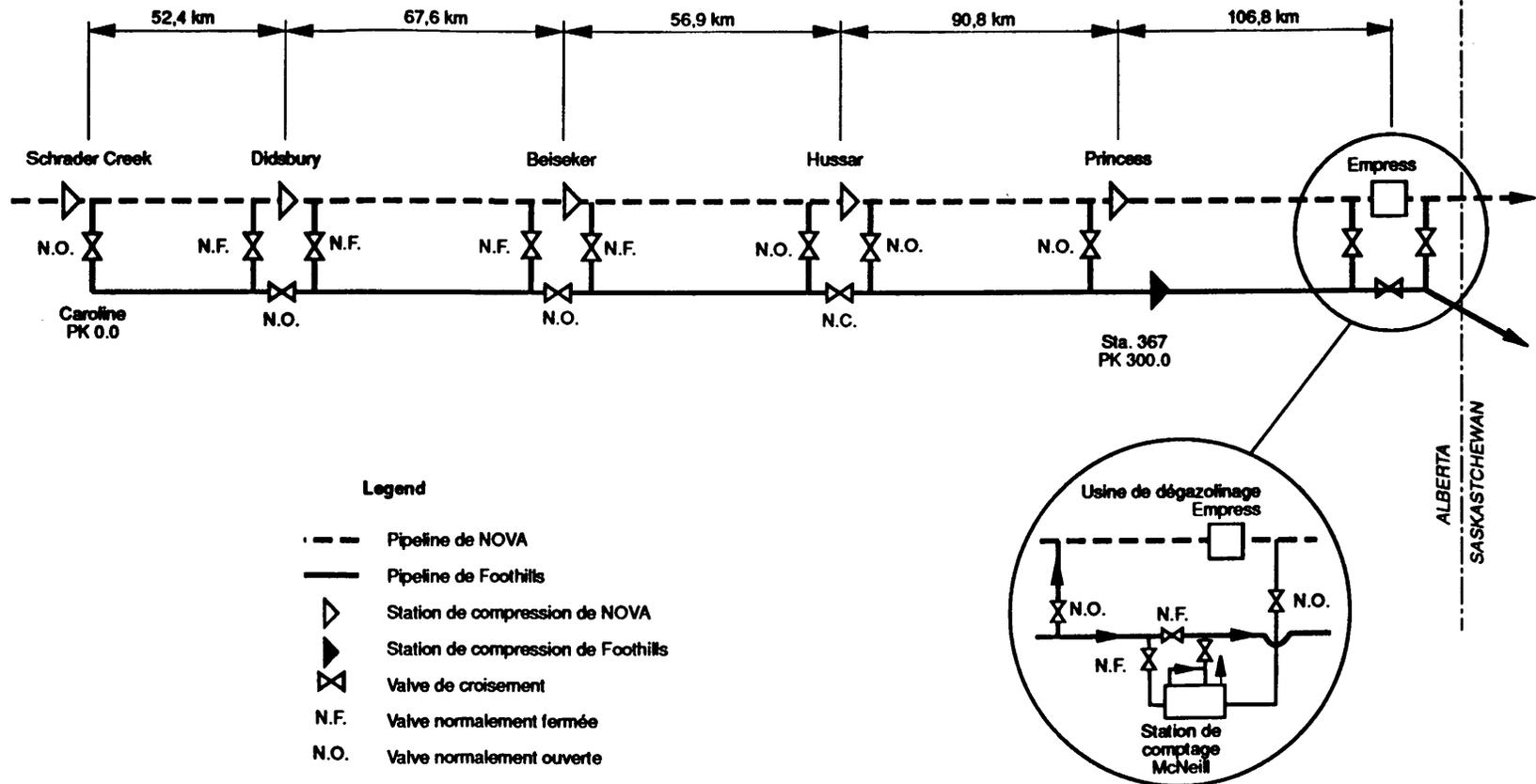


Annexe III

Schéma de la configuration d'exploitation actuelle des installations de Foothills et NOVA

Figure a3-1
Schéma des opérations pipelinières actuelles
de Foothills et NOVA

Schéma des opérations pipelinières actuelles de Foothills et NOVA

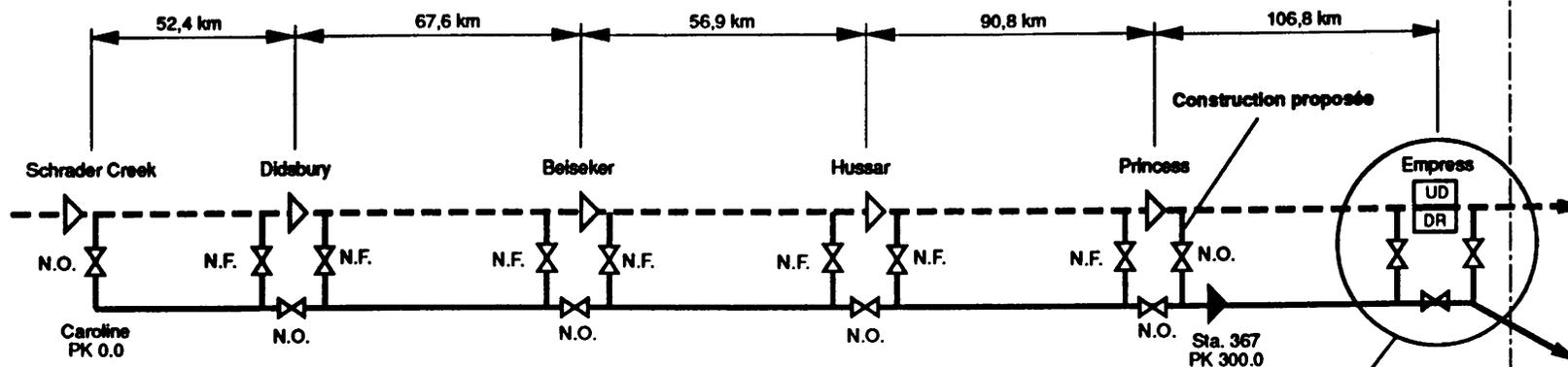


Annexe IV

Schéma de la configuration d'exploitation proposée des installations de Foothills et NOVA

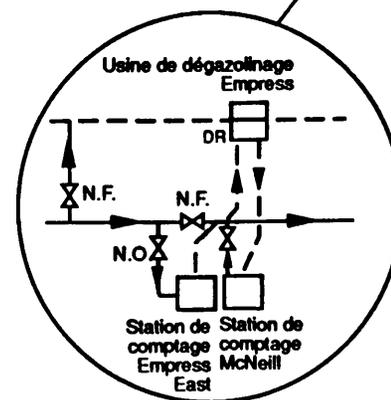
Figure a4-1
Schéma des opérations pipelinières proposées
de Foothills et NOVA

Schéma des opérations pipelinières proposées de Foothills et NOVA



Legend

- Pipeline de NOVA
- Pipeline de Foothills
- ▷ Station de compression de NOVA
- ▷ Station de compression de Foothills
- ⊗ Valve de croisement
- DR Décompression/recompression
- N.C. Valve normalement fermée
- N.O. Valve normalement ouverte
- UD Usine de dégazolinage

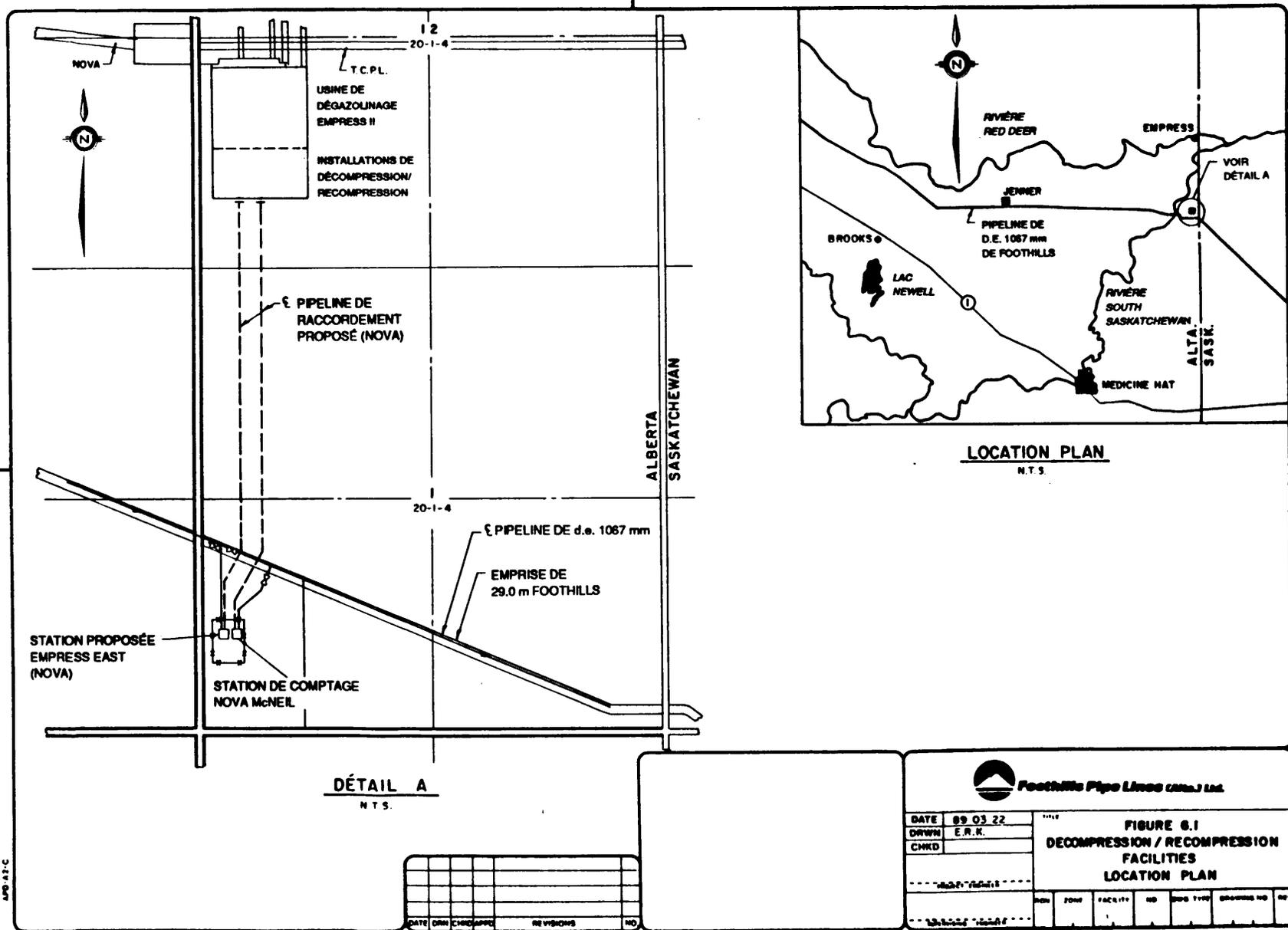


Annexe V

Plan de localisation des installations proposées

Figure a5-1
Emplacement des installations proposées

Emplacement des installations proposées



Annexe VI

Ordonnance XG-7-89

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

RELATIVEMENT À une demande, conformément à la Partie III de la Loi, présentée par Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. (Foothills), laquelle demande a été déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le numéro de référence 1555-F6-9.

DEVANT l'Office le 29 juin 1989.

ATTENDU QUE, dans une demande datée du 11 avril 1989, Foothills a sollicité de l'Office une ordonnance, conformément à l'article 58 de la Loi, exemptant Foothills de l'application des dispositions de l'alinéa 30(1)a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi, selon le détail de la demande; et

ATTENDU QUE Foothills prévoit mettre en place les installations de décompression/recompression dans le voisinage de l'usine de dégazolinage Empress II, en Alberta, et d'apporter d'autres modifications à son pipeline dans la zone 6, en Alberta, selon le détail de la demande;

ATTENDU QUE Foothills a fait valoir que ses installations et modifications proposées permettront entre autres d'accroître le transport du gaz pour NOVA Corporation of Alberta (NOVA) dans la zone 6;

ATTENDU QUE l'Office a examiné la question par voie de mémoires, déposés conformément à l'ordonnance d'audience GHW-1-89, au cours de laquelle l'Office a reçu les commentaires de Foothills et des parties intéressées;

ET ATTENDU QUE l'Office a jugé que les installations décrites dans l'annexe "A" ci-jointe, formant partie de la présente ordonnance (annexe "A"), sont et seront d'utilité publique;

IL EST ORDONNÉ QUE les installations de Foothills, décrites dans l'annexe "A", sont exemptées de l'application des dispositions de l'alinéa 30 (1)a), du paragraphe 30(2) et de l'article 31 de la Loi, et que les installations d'interconnexion, dans la rubrique "Pipeline" de l'annexe "A", sont également exemptées de l'application de l'alinéa 30(1)b) et de l'article 47 de la Loi, sous réserve des conditions suivantes:

1. Foothills déposera auprès de l'Office, au moins dix jours avant le début de la construction des installations additionnelles, un calendrier détaillé des travaux de construction ou des calendriers indiquant les principales activités de construction, et elle avisera l'Office de toutes les modifications apportées à son ou ses calendriers, au fur et à mesure qu'elle les apporte pour chaque élément de l'annexe "A".
2. Foothills déposera auprès de l'Office, au moins dix jours avant le début de la construction, une description des plans et des procédures de contrôle des coûts du projet.
3. Foothills déposera auprès de l'Office, avant le début de la construction, une modification du contrat de service garanti conclu, dans le cadre de l'Entente de service, entre Foothills Pipe

Lines (Yukon) Ltd. et NOVA relativement aux volumes de réception, selon le détail de la demande.

4. Sauf avis contraire de l'Office, Foothills fera commencer la construction et la mise en place des installations additionnelles, mentionnées dans la présente, d'ici le 31 décembre 1990.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La Secrétaire,

Louise Meagher

Annexe "A"

Description	Estimation, par Foothills, des coûts directs (\$ 1989)
<i>Compression</i>	
Installations de décompression/recompression situées immédiatement au sud de l'usine de dégazolinage Empress II dans SW 1/4-12-20-1-W4M	34 377 000 \$
<i>Pipeline</i>	
Installations d'interconnexion en aval de la station de compression Princess de NOVA	136 000 \$